

Serie Prevención y Control Integrados de la Contaminación (IPPC)

Mejores Técnicas Disponibles de referencia europea en el ámbito de las Grandes Instalaciones de Combustión

Documento BREF



MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES DE REFERENCIA EUROPEA
EN EL ÁMBITO DE LAS GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE AGRICULTURA, ALIMENTACIÓN
Y MEDIO AMBIENTE



COMISIÓN EUROPEA



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE AGRICULTURA, ALIMENTACIÓN
Y MEDIO AMBIENTE



COMISIÓN EUROPEA

CENTRO DE PUBLICACIONES
Paseo de la Infanta Isabel, 1 - 28014 Madrid

Serie Prevención y Control Integrados de la Contaminación (IPPC)

Mejores Técnicas Disponibles de referencia europea en el ámbito de las Grandes Instalaciones de Combustión

Documento BREF



MADRID, 2013

Título original en inglés *Integrated Pollution Prevention and Control Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants*

Traducción al español realizada por el
Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente



MINISTERIO DE AGRICULTURA, ALIMENTACIÓN Y MEDIO AMBIENTE

Edita:

Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio
Ambiente
Secretaría General Técnica
Centro de Publicaciones

Distribución y venta:

Paseo de la Infanta Isabel, 1
Teléfono: 91 347 55 51 - 91 347 55 41
Fax: 91 347 57 22

Tienda virtual:

www.magrama.es

e-mail: centropublicaciones@magrama.es

Maquetación, impresión y encuadernación:

Servicios Gráficos Kenaf, S.L.
C° de Hormigueras 124, portal 3, 4° G, 28031 Madrid

NIPO: 280-13-215-X

NIPO (edición línea): 280-13-215-5

ISBN: 978-84-491-1332-1

Depósito legal: M-36733-2013

Catálogo General de publicaciones de la Administra-
ción General del Estado:

<http://www.publicacionesoficiales.boe.es>

Datos técnicos: Formato 17 x 24 cm. Caja de texto: 13,2 x 19 cm. Composición: una columna. Tipografía: Century Schoolbook a cuerpos 8 al 12. Encuadernación: Rústica, cosido hilo. Papel interior con certificación FSC 100% reciclado de 80 gr., tintas 1/1. Cubierta con certificación FSC 100% reciclado de 300 gr., tintas 4/0.



NOTA INTRODUCTORIA

El 1 de julio de 2002 se aprobó la Ley 16/2002 de Prevención y Control Integrados de la Contaminación, que incorpora a nuestro ordenamiento jurídico la Directiva 96/61/CE.

La ley exige un enfoque integrado de la industria en su entorno y el conocimiento por parte de todos los implicados -industria, autoridades competentes y público en general de las Mejores Técnicas Disponibles (MTDs), con el fin de reflejar todos estos aspectos en la Autorización Ambiental Integrada que otorgan las CCAA.

Se establece, en el marco de la Unión Europea, un intercambio de información entre los Estados miembros y las industrias para la elección de estas MTDs que deben servir de referencia común para los Estados miembros a la hora de establecer el objetivo tecnológico de aplicación a las diferentes actividades.

A tal efecto, la Comisión Europea a través de la Oficina Europea de IPPC (European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau), ha organizado una serie de grupos de trabajo técnico que, por epígrafes y actividades, proponen a la Comisión Europea los Documentos de Referencia Europeos de las Mejores Técnicas Disponibles (BREFs).

Los BREF informarán a las autoridades competentes sobre qué es técnica y económicamente viable para cada sector industrial, en orden a mejorar sus actuaciones medioambientales y, consecuentemente, lograr la mejora del medio ambiente en su conjunto.

El documento final, elaborado por el Grupo de Trabajo encargado de la valoración de las Mejores Técnicas Disponibles en el ámbito de las Grandes instalaciones de Combustión, fue aprobado por la Comisión Europea en julio de 2006 : “Integrated Pollution Prevention and Control Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants” Está disponible en versión española en la página web del Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes (<http://www.prtr-es.es>) y en versión inglesa, en la web de la Oficina Europea de IPPC: <http://ec.europa.eu/environment/air/pollutants/stationary/ippc/index.htm>. y en la pagina: <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/>

El Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente ha asumido la tarea, de acuerdo con los mandatos de la Directiva IPPC y de la Ley 16/2002, de llevar a cabo un correcto intercambio de información en materia de Mejores Técnicas Disponibles; este documento, en cumplimiento de las exigencias legales, obedece a una serie de traducciones emprendidas por el Ministerio de Medio Ambiente sobre documentos BREF europeos.

Se pretende dar un paso más en la adecuación progresiva de la industria española a los principios de la Ley 16/2002, cuya aplicación efectiva debe conducir a una mejora del comportamiento ambiental de las instalaciones afectadas, que las haga plenamente respetuosas con el medio ambiente.

Resumen

En este resumen ejecutivo se describen los resultados principales, se sintetizan las conclusiones más importantes sobre las mejores técnicas disponibles (MTD) y se incluyen los correspondientes niveles de emisiones. Este texto puede leerse y entenderse como un documento independiente pero, al tratarse de un resumen, no es tan completo como el texto íntegro del documento de referencia sobre las mejores técnicas disponibles (BREF), que incluye los capítulos detallados de las MTD. Por este motivo, no pretende sustituir el texto completo del BREF como herramienta para tomar decisiones sobre las MTD y, además, se recomienda leerlo junto con el prefacio y la introducción general de los capítulos sobre las MTD. Más de 60 expertos de los Estados miembros, el sector de la industria y ONG de medio ambiente han participado en este intercambio de información.

Ámbito de aplicación

Este documento BREF abarca, en general, las instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal superior a 50 MW. Quedan incluidas la industria de generación de electricidad y las demás industrias consumidoras de combustibles «tradicionales» (disponibles en el mercado y específicos) cuyas unidades de combustión no se especifican en ningún otro BREF sectorial. Se consideran combustibles tradicionales el carbón, el lignito, la biomasa, la turba, los combustibles líquidos y gaseosos (incluidos el hidrógeno y el biogás). No se incluye la incineración de residuos, pero sí la cocombustión de residuos y combustible recuperado en grandes instalaciones de combustión (GIC). El BREF engloba no sólo la unidad de combustión, sino también las actividades anteriores y posteriores directamente relacionadas con el proceso de combustión en sí. En este BREF no se incluyen las instalaciones de combustión que utilizan como combustible residuos de procesos industriales o subproductos, los combustibles no comercializables como combustibles específicos ni los procesos de combustión que forman parte integrante de un determinado proceso de producción.

Información recogida

Para elaborar este documento se ha utilizado un amplio número de documentos, informes y datos procedentes de los Estados miembros, el sector de la industria, los operadores, las administraciones públicas, los proveedores de equipamiento industrial y varias ONG ecologistas. También se ha recogido información de visitas *in situ* efectuadas a distintos Estados miembros y de consultas personales sobre la selección de tecnologías o experiencias en la aplicación de técnicas de reducción.

Estructura del documento

El sector de la generación de electricidad o de calor en Europa es un sector diversificado. La generación de energía utiliza diferentes combustibles que, en general,

pueden clasificarse según su estado de agregación, en sólidos, líquidos y gaseosos. Por ello, el presente documento se ha estructurado de forma vertical, combustible por combustible, aunque algunos aspectos y técnicas son comunes y se presentan conjuntamente en los tres capítulos introductorios.

La industria europea de la energía

Para la generación de electricidad y calor, en la Unión Europea se utilizan todos los tipos de fuentes de energía que existen. Los recursos energéticos de cada Estado, como las reservas de carbón, lignito, biomasa, turba, petróleo o gas natural a escala local o nacional, inciden en gran medida en la elección del combustible utilizado para generar energía en cada Estado miembro. Desde 1990, la cantidad de electricidad generada a partir de combustibles fósiles ha aumentado un 16% aproximadamente y la demanda, un 14%. La cantidad de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables (incluidas la energía hidráulica y la biomasa) muestra un incremento medio aproximado del 20%.

Las instalaciones de combustión pueden funcionar, según la demanda o las necesidades energéticas, bien como grandes centrales electrotérmicas o como centrales de combustión industrial generadoras de energía (por ejemplo, electricidad o energía mecánica), vapor o calor destinado a procesos industriales.

Tecnologías utilizadas

Normalmente, para la generación de energía se utilizan varias tecnologías de combustión. Según las condiciones que figuran en este documento, tratándose de combustibles sólidos, la combustión de combustible sólido pulverizado, la combustión en lecho fluidizado y la combustión en parrilla se consideran MTD. Tratándose de combustibles líquidos y gaseosos, y de acuerdo con las condiciones que figuran en este documento, se consideran MTD las calderas, los motores y las turbinas de gas.

La elección del sistema utilizado en una instalación depende de criterios económicos, técnicos, ambientales y locales, como la disponibilidad de los combustibles, las necesidades de funcionamiento, las condiciones de mercado o las exigencias de la red. La electricidad suele generarse mediante la producción de vapor en una caldera alimentada por el combustible seleccionado; el vapor mueve una turbina, que a su vez hace funcionar un generador que produce electricidad. La eficiencia inherente al ciclo del vapor está limitada por la necesidad de condensar el vapor al salir de la turbina.

Algunos combustibles líquidos y gaseosos pueden quemarse directamente para accionar las turbinas con los gases de combustión, o pueden utilizarse en motores de combustión interna que hagan funcionar los generadores. Cada tecnología ofrece al operador ventajas distintas, especialmente en función de su capacidad de adaptarse a las variaciones de la demanda de energía.

Aspectos ambientales

La mayoría de las instalaciones de combustión utilizan combustible y otras materias primas procedentes de recursos naturales y los convierten en energía útil. Los combustibles fósiles son la fuente de energía más abundante que se usa hoy en día. Ahora bien, su combustión tiene una repercusión apreciable y a veces considerable en el conjunto del medio ambiente, ya que el proceso de combustión genera emisiones a la atmósfera, al agua y al suelo; las primeras se consideran uno de los mayores problemas ambientales.

Las emisiones a la atmósfera derivadas de la combustión de combustibles fósiles más importantes son las de SO_2 , NO_x , CO , partículas (PM_{10}) y gases de efecto invernadero, como el N_2O y el CO_2 . También se emiten otras sustancias en pequeñas cantidades como, por ejemplo, metales pesados, compuestos de haluros y dioxinas.

Condiciones

Los niveles de emisión que se relacionan con las MTD se basan en promedios diarios, medidos en condiciones estándar, a partir de unos niveles de O_2 del 6%, 3% y 15% (para combustibles sólidos/líquidos y gaseosos/turbinas de gas), niveles que se consideran una situación de carga típica. Es necesario tener en cuenta la eventualidad de cargas excepcionales, periodos de puesta en marcha o de cierre, así como la posibilidad de problemas de funcionamiento de los sistemas de limpieza de los gases de combustión o valores anormales de corta duración, que pueden hacer aumentar los niveles considerados.

Descarga, almacenamiento y manipulación de combustibles y aditivos

En la Tabla 1 se presentan algunas MTD destinadas a evitar las emisiones procedentes de la descarga, el almacenamiento y la manipulación de combustibles, así como de aditivos tales como la cal, la caliza, el amoníaco, etc.

Tabla 1. Algunas MTD en materia de almacenamiento y manipulación de combustibles y aditivos

	MTD
Partículas	• utilización de equipos de carga y descarga que reduzcan la altura de caída del combustible con el fin de disminuir la generación de polvo fugitivo (combustibles sólidos)
	• en países donde no hiela, utilización de sistemas de rociado con agua para reducir la formación de polvo fugitivo en el almacenamiento (combustibles sólidos)
	• ubicación de las cintas transportadoras en zonas seguras, abiertas y en superficie, de forma que se eviten los daños causados por vehículos u otros equipos (combustibles sólidos)
	• utilización de cintas transportadoras cerradas y provistas de dispositivos sólidos y bien concebidos de extracción y filtración en los puntos de conexión para evitar la emisión de polvo (combustibles sólidos)

Tabla 1. Algunas MTD en materia de almacenamiento y manipulación de combustibles y aditivos (*continuación*)

	MTD
Partículas	<ul style="list-style-type: none"> • racionalización de los sistemas de transporte con el fin de minimizar la generación y transporte de polvo <i>in situ</i> (combustibles sólidos)
	<ul style="list-style-type: none"> • adopción de buenas prácticas en las actividades de concepción y construcción, así como en el mantenimiento (todos los combustibles)
	<ul style="list-style-type: none"> • almacenamiento de cal o piedra caliza en locales con dispositivos de extracción y filtración sólidos y bien concebidos (todos los combustibles)
Contaminación del agua	<ul style="list-style-type: none"> • el almacenamiento debe hacerse en superficies selladas, provistas de desagües y de recogida y tratamiento del agua mediante decantación (combustibles sólidos)
	<ul style="list-style-type: none"> • utilización de sistemas de almacenamiento de combustibles líquidos en recintos impermeables capaces de contener un 75% de la capacidad máxima de todos los depósitos o, al menos, el volumen máximo del mayor de ellos; deberá estar indicado el contenido de los depósitos, que deberán disponer de alarmas; se pueden establecer sistemas automáticos de control para evitar el llenado excesivo de los depósitos (combustibles sólidos)
	<ul style="list-style-type: none"> • las conducciones deberán estar situadas en lugares seguros, abiertos y en superficie, de forma que las fugas puedan detectarse inmediatamente y se eviten los daños causados por vehículos u otros equipos; tratándose de conducciones no accesibles, se podrán utilizar tubos de doble cubierta con espaciado controlado automáticamente (combustibles líquidos y gaseosos)
	<ul style="list-style-type: none"> • en zonas de almacenamiento, recolección de la escorrentía superficial (agua de lluvia) que pudiera arrastrar restos de combustible, y tratamiento de ésta (mediante decantación o tratamiento de aguas residuales) antes de su vertido (combustibles sólidos)
Prevención de incendios	<ul style="list-style-type: none"> • supervisión de las zonas de almacenamiento de combustibles sólidos mediante sistemas automáticos de detección de incendios causados por autoinflamación; determinación de puntos de riesgo (combustibles sólidos)
Emisiones fugitivas	<ul style="list-style-type: none"> • utilización de sistemas de detección de fugas de gas combustible y alarmas (combustibles líquidos y gaseosos)
Utilización eficiente de los recursos naturales	<ul style="list-style-type: none"> • utilización de turbinas de expansión para recuperar el contenido de energía de los gases presurizados (gas natural en conducciones a presión) (combustibles líquidos y gaseosos)
	<ul style="list-style-type: none"> • precalentamiento del gas combustible mediante el calor residual de la caldera o la turbina de gas (combustibles líquidos y gaseosos)
Salud y seguridad en relación con el amoníaco	<ul style="list-style-type: none"> • para manejar y almacenar amoníaco licuado puro: los depósitos a presión >100 m³ deberán construirse subterráneos y con doble pared; los depósitos de 100 m³ o menos deberán contar en su fabricación con técnicas de recocido (todos los combustibles)
	<ul style="list-style-type: none"> • desde el punto de vista de la seguridad, el uso de soluciones de amoníaco en agua es menos peligroso que el almacenamiento y manipulación de amoníaco licuado puro (todos los combustibles).

Pretratamiento de combustibles

El pretratamiento de combustibles sólidos consiste fundamentalmente en operaciones de mezclado destinadas a garantizar unas condiciones de combustión estables y reducir las emisiones punta. El secado del combustible para reducir la cantidad de agua de la turba y la biomasa también forma parte de las MTD. En el caso de los combustibles líquidos, se consideran MTD el empleo de dispositivos de pretratamiento, como unidades de limpieza del gasóleo destinado a motores y turbinas de gas. El tratamiento del fuelóleo pesado se realiza con dispositivos tales como calentadores eléctricos o con serpentín de vapor, sistemas dosificadores desemulsionantes, etc.

Eficiencia térmica

La gestión prudente de los recursos naturales y el uso eficiente de la energía son dos imperativos fundamentales recogidos en la Directiva IPPC. En este sentido, la eficiencia en la generación de la energía es un indicador importante de las emisiones de CO₂, gas que tiene repercusiones climáticas. Una de las formas de reducir la emisión de CO₂ por unidad de energía generada es optimizar el consumo y el proceso de generación de energía. Si se aumenta la eficiencia térmica, se incide directamente en las condiciones de carga, el sistema de refrigeración, las emisiones, el tipo de combustible utilizado, etc.

La cogeneración de electricidad y calor es posiblemente la mejor opción a la hora de reducir globalmente las emisiones de CO₂, una opción de interés para cualquier nueva central eléctrica cuando la demanda local de calor sea lo suficientemente alta como para justificar la construcción de una instalación de cogeneración, más costosa que una central térmica o eléctrica. En las Tablas 3 a 5 se resumen las conclusiones sobre las MTD para aumentar la eficiencia, así como los niveles que se les asocian. En este sentido, hay que señalar que las centrales de fuelóleo pesado ofrecen una eficiencia similar a las de carbón.

Tabla 2. Niveles de eficiencia térmica relacionados con la aplicación de las MTD en instalaciones de combustión de carbón y lignito

Combustible	Técnica combinada	Eficiencia térmica de la unidad (neta) (%)	
		Instalaciones nuevas	Instalaciones existentes
Carbón y lignito	Cogeneración	75 – 90	75 – 90
Carbón	CCP (CFS y CFH)	43 – 47	El margen de mejora de la eficiencia térmica depende de la instalación concreta, pero, de forma indicativa, la aplicación de las MTD en instalaciones existentes podría ascender a un 36%* –40%, o un incremento de más de 3 puntos porcentuales.
	CLF	>41	
	CLFP	>42	
Lignito	CCP (CFS)	42 – 45	
	CLF	>40	
	CLFP	>42	

CCP: combustión de carbón pulverizado CFS: caldera de fondo seco CFH: caldera de fondo húmedo CLF: combustión en lecho fluidizado CLFP: combustión en lecho fluidizado a presión
 * Este valor dio lugar a división de opiniones, que se exponen en el apartado 4.5.5 del documento principal

Tabla 3. Niveles de eficiencia térmica relacionados con la aplicación de las MTD en instalaciones de combustión de turba y biomasa

Combustible	Técnica combinada	Eficiencia térmica de la unidad (neta) (%)	
		Eficiencia eléctrica	Utilización del combustible (C)
Biomasa	Combustión en parrilla	20 aprox.	75 – 90 Según las aplicaciones específicas de la instalación y la demanda de electricidad y calor
	Parrilla mecánica plana	>23	
	CLF (CLFC)	>28 – 30	
Turba	CLF (CLFB y CLFC)	>28 – 30	

CLF: combustión en lecho fluidizado CLFC: combustión en lecho fluidizado circulante CLFB: combustión en lecho fluidizado burbujeante C: cogeneración

No se han determinado niveles de eficiencia térmica para la utilización de combustibles líquidos en calderas y motores. Sin embargo, en los diferentes capítulos sobre las MTD se especifican algunas técnicas que se pueden tener en consideración.

Tabla 4. Niveles de eficiencia asociados a la aplicación de las MTD en instalaciones de combustión de gas

Tipo de instalación	Eficiencia eléctrica (%)		Utilización del combustible (%)
	Instalaciones nuevas	Instalaciones existentes	Instalaciones nuevas y existentes
Turbina de gas			
Turbina de gas	36 – 40	32 – 35	-
Motor de gas			
Motor de gas	38 – 45		-
Motor de gas con GVRC en instalaciones C	>38	>35	75 – 85
Caldera de gas			
Caldera de gas	40 – 42	38 – 40	
TGCC (turbina de gas de ciclo combinado)			
Ciclo combinado con o sin alimentación suplementaria (GVRC) en instalaciones eléctricas únicamente	54 – 58	50 – 54	-
Ciclo combinado sin alimentación suplementaria (GVRC) en instalaciones de C	<38	<35	75 – 85
Ciclo combinado con alimentación suplementaria en instalaciones de C	<40	<35	75 – 85

GVRC: generador de vapor con recuperación de calor **C:** cogeneración

Emisiones de partículas (polvo)

Las partículas (polvo) emitidas en la combustión de combustibles sólidos o líquidos proceden casi en su totalidad de su fracción mineral. En el caso de los combustibles líquidos, unas condiciones de combustión deficientes son la causa de la formación de hollín. La combustión de gas natural no es una fuente significativa de emisiones de partículas. En este caso, los niveles de emisión de partículas se suelen situar, sin adoptar ninguna medida técnica suplementaria, muy por debajo de los 5 mg/Nm³.

Para eliminar las partículas de los gases emitidos de instalaciones de combustión nuevas y existentes, se considera MTD la utilización de un precipitador electrostático (PE) o de un filtro de tela (FT); el filtro logra normalmente unos niveles de emisión inferiores a los 5 mg/Nm³. La utilización de ciclones y colectores mecánicos por sí solos no se considera MTD, pero pueden utilizarse como pretratamiento

de limpieza de los gases de combustión.

En la Tabla 5 figuran las conclusiones sobre MTD en materia de eliminación de partículas, así como los niveles de emisión asociados a ellas. Tratándose de instalaciones de combustión de más de 100 MW_{th}, y especialmente de más de 300 MW_{th}, los niveles de partículas son menores gracias a las técnicas de DGC, que se incluyen en las conclusiones sobre MTD en materia de desulfuración, pero que también reducen la emisión de partículas.

Tabla 5. MTD para la reducción de emisiones de partículas en algunas instalaciones de combustión

Capacidad (MW _{th})	Nivel de emisión de polvo (mg/Nm ³)						MTD para alcanzar estos niveles
	Carbón y lignito		Biomasa y turba		Combustible líquido para calderas		
	Instalaciones nuevas	Instalaciones existentes	Instalaciones nuevas	Instalaciones existentes	Instalaciones nuevas	Instalaciones existentes	
50 – 100	5 – 20*	5 – 30*	5 – 20	5 – 30	5 – 20*	5 – 30*	PE o FT
100 – 300	5 – 20*	5 – 25*	5 – 20	5 – 20	5 – 20*	5 – 25*	PE o FT en combinación con DGC (h, ss o iss) en CCP PE o FT en CLF
>300	5 – 10*	5 – 20*	5 – 20	5 – 20	5 – 10*	5 – 20*	

Notas:

PE: precipitador electrostático **FT:** filtro de tela **DGC(h):** desulfuración húmeda de gases de combustión **CLF:** combustión en lecho fluidizado **ss:** semiseca **iss:** inyección de sorbente seco
 * Estos valores dieron lugar a división de opiniones, que se exponen en los apartados 4.5.6 y 6.5.3.2 del documento principal

Metales pesados

La emisión de metales pesados se produce porque son componentes naturales de los combustibles fósiles. La mayoría de los metales pesados pertinentes (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, V, Zn) se emiten normalmente como compuestos (por ejemplo, óxidos y cloruros) junto con partículas. Por ello, las MTD destinadas a reducir la emisión de metales pesados consisten, en general, en la aplicación de dispositivos de eliminación del polvo de elevado rendimiento, tales como PE o FT.

Sólo el Hg y el Se se encuentran al menos parcialmente presentes en la fase de vapor. El mercurio presenta una presión de vapor elevada a las temperaturas normales de funcionamiento de los dispositivos de control, y su recogida con ayuda de métodos de eliminación del polvo ofrece resultados muy variables. Con

la utilización de PE o FT en combinación con técnicas de DGC, tales como la depuración húmeda con caliza, la depuración por secadores atomizadores o la inyección de sorbente seco, pueden obtenerse unos índices de eliminación del Hg del 75% (50% con PE y 50% con DGC) y del 90% si se utiliza al mismo tiempo una técnica de reducción catalítica selectiva (RCS) para el polvo.

Emisiones de SO₂

La presencia de azufre en el combustible puede dar lugar a emisiones de óxidos de azufre. En general, se considera que el gas natural no contiene azufre. No es el caso de ciertos gases industriales para los que puede ser necesaria la desulfuración del combustible gaseoso.

Normalmente, tratándose de instalaciones alimentadas por combustibles sólidos y líquidos, se consideran MTD el empleo de combustibles con poco azufre o las técnicas de desulfuración. Pero, en instalaciones de más de 100 MW_{th}, el empleo de combustibles de bajo contenido de azufre sólo puede ser, en la mayoría de los casos, una medida suplementaria de reducción de emisiones de SO₂ que actúa en combinación con otras medidas.

Aparte de la utilización de combustibles con poco azufre, las técnicas consideradas MTD son la depuración por vía húmeda (índice de reducción del 92% al 98%) y la desulfuración mediante secadores atomizadores (85% – 92%), técnicas que abarcan hoy en día más de un 90% del mercado. Las técnicas de DGC en seco, como la inyección de sorbente seco, se utilizan principalmente en instalaciones con una capacidad térmica inferior a los 300 MW_{th}. La depuración por vía húmeda tiene la ventaja de reducir también las emisiones de HCl, HF, polvo y metales pesados. Por su alto coste, los procesos de depuración por vía húmeda no se consideran MTD en instalaciones de capacidad inferior a 100 MW_{th}.

Emisiones de NO_x

Los principales óxidos de nitrógeno emitidos en la combustión son el óxido nítrico (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO₂), conocidos como NO_x.

En el caso de las instalaciones de combustión de carbón pulverizado, la reducción de emisiones de NO_x mediante medidas primarias y secundarias, como la RCS, se consideran MTD, con una reducción por este sistema que oscila entre el 80% y el 95%. El empleo de técnicas de RCS o RNCS tiene el inconveniente de una posible emisión de amoníaco sin reaccionar (escape de amoníaco). Tratándose de pequeñas instalaciones alimentadas por combustibles sólidos, sin grandes variaciones en la carga y con una calidad estable del combustible, la técnica de RNCS es también considerada MTD para la reducción de las emisiones de NO_x.

En las instalaciones de combustión de lignito y turba pulverizados, se considera MTD la combinación de varias medidas primarias. Esto puede consistir, por ejemplo, en la utilización de quemadores avanzados con baja emisión de NO_x junto

Tabla 6. MTD para la reducción de emisiones de SO₂ en algunas instalaciones de combustión

Capacidad (MW _{th})	Nivel de emisión de SO ₂ (mg/Nm ³)						MTD para alcanzar estos niveles
	Carbón y lignito		Turba		Combustible líquido para calderas		
	Instalaciones nuevas	Instalaciones existentes	Instalaciones nuevas	Instalaciones existentes	Instalaciones nuevas	Instalaciones existentes	
50 – 100	200 – 400* 150 – 400* (CLF)	200 – 400* 150 – 400* (CLF)	200 – 300	200 – 300	100 – 350*	100 – 350*	Combustible con poco azufre o DGC (iss, ss o h) (según tamaño de la instalación). Depuración con agua de mar. Técnicas combinadas para la reducción de los NO _x y el SO ₂ . Inyección de caliza (CLF).
100 – 300	100 – 200	100 – 250*	200 – 300 150 – 250 (CLF)	200 – 300 150 – 300 (CLF)	100 – 200*	100 – 250*	
>300	20 – 150* 100 – 200 (CLFC/CLFP)	20 – 200* 100 – 200* (CLFC/CLFP)	50 – 150 50 – 200 (CLF)	50 – 200	50 – 150*	50 – 200*	

Notas:

CLF: combustión en lecho fluidizado **CLFC:** combustión en lecho fluidizado circulante **CLFP:** combustión en lecho fluidizado a presión **DGC(h):** desulfuración húmeda de gases de combustión **DGC(sa):** desulfuración de gases de combustión mediante un secador atomizador **DGC(iss):** desulfuración de gases de combustión mediante inyección de sorbente seco

* Estos valores dieron lugar a división de opiniones, que se exponen en los puntos 4.5.8 y 6.5.3.3 del documento principal

con otras medidas primarias, como la recirculación de los gases de combustión, la combustión en fases, la recombustión, etc. El uso de medidas primarias suele acarrear combustiones incompletas, lo que resulta en un mayor índice de carbono sin quemar en las cenizas volantes y algunas emisiones de monóxido de carbono.

Si se trata de calderas CLF alimentadas por combustibles sólidos, se considera MTD la reducción de emisiones de NO_x a través de la distribución de aire o la recirculación de los gases de combustión. Hay una pequeña diferencia en las emisiones de NO_x procedentes de la combustión CLFB y CLFC.

En las Tablas 8, 9 y 10 se resumen las conclusiones sobre MTD en materia de reducción de emisiones de NO_x, con los niveles de emisión asociados a ellas para cada combustible.

Tabla 7. MTD para la reducción de emisiones de NO_x en instalaciones de combustión de carbón y lignito

Capacidad (MW _{th})	Técnica de combustión	Niveles de emisión de NO _x asociados a las MTD (mg/Nm ³)			Opciones de MTD para alcanzar estos niveles
		Instalaciones nuevas	Instalaciones existentes	Combustible	
50 – 100	Combustión en parrilla	200 – 300*	200 – 300*	Carbón y lignito	Mp o RNCS
	CCP	90 – 300*	90 – 300*	Carbón	Combinación de Mp y RNCS o RCS
	CLFC y CLFP	200 – 300	200 – 300	Carbón y lignito	Combinación de Mp
	CCP	200 – 450	200 – 450*	Lignito	
100 – 300	CCP	90* – 200	90 – 200*	Carbón	Combinación de Mp con RCS o técnicas combinadas
	CCP	100 – 200	100 – 200*	Lignito	Combinación de Mp
	CLFB, CLFC y CLFP	100 – 200	100 – 200*	Carbón y lignito	Combinación de Mp y RNCS
>300	CCP	90 – 150	90 – 200	Carbón	Combinación de Mp con RCS o técnicas combinadas
	CCP	50 – 200*	50 – 200*	Lignito	Combinación de Mp
	CLFB, CLFC y CLFP	50 – 150	50 – 200	Carbón y lignito	Combinación de Mp

Notas:

CCP: combustión de carbón pulverizado **CLFB:** combustión en lecho fluidizado burbujeante

CLFC: combustión en lecho fluidizado circulante **CLFP:** combustión en lecho fluidizado a presión

Mp: medidas primarias para reducir los NO_x **RCS:** reducción catalítica selectiva de los NO_x

RNCS: reducción no catalítica selectiva del NO_x

El empleo de antracita puede producir un mayor nivel de emisiones de NO_x debido a las altas temperaturas de combustión

* Estos valores dieron lugar a división de opiniones, que se exponen en el apartado 4.5.9 del documento principal

Tratándose de turbinas de gas nuevas, los quemadores de premezclas de baja emisión de NO_x por vía seca son las MTD. En el caso de turbinas de gas existentes, lo son la inyección de agua y vapor o la conversión a técnicas de baja emisión de NO_x. Tratándose de instalaciones de combustión de gas con motor fijo, las técnicas de mezcla pobre son las MTD, del mismo modo que lo son en las turbinas de gas los quemadores de baja emisión de NO_x por vía seca .

En la mayoría de las turbinas y motores de gas, la RCS también se considera la MTD. Adaptar un sistema RCS en una TGCC es algo técnicamente posible, pero no compensa económicamente en instalaciones existentes. Esto se debe a que en

el generador de vapor con recuperación de calor (GVRC) no está previsto espacio suficiente para ello.

Tabla 8. MTD para la reducción de emisiones de NO_x en instalaciones de combustión de turba, biomasa y combustibles líquidos

Capacidad (MW _{th})	Nivel de emisión de NO _x (mg/Nm ³)				MTD para alcanzar estos niveles
	Biomasa y turba		Combustibles líquidos		
	Instalaciones nuevas	Instalaciones existentes	Instalaciones nuevas	Instalaciones existentes	
50 – 100	150 – 250	150 – 300	150 – 300*	150 – 450	Combinación de Mp, RNCS/RCS o técnicas combinadas
100 – 300	150 – 200	150 – 250	50 – 150*	50 – 200*	
>300	50 – 150	50 – 200	50 – 100*	50 – 150*	

Notas:

Mp: medidas primarias para reducir los NO_x **RCS:** reducción catalítica selectiva de los NO_x

* Estos valores dieron lugar a división de opiniones, que se exponen en el apartado 6.5.3.4 del documento principal

Tabla 9. MTD para la reducción de emisiones de NO_x y CO en instalaciones de combustión de gas

Tipo de instalación	Niveles de emisión asociados a la MTD (mg/Nm ³)		Nivel de O ₂ (%)	Opciones de MTD para alcanzar estos niveles
	NO _x	CO		
Turbinas de gas				
Turbinas de gas nuevas	20 – 50	5 – 100	15	Quemadores de premezclas con baja emisión de NO _x por vía seca o RCS
Quemadores con baja emisión de NO _x en turbinas existentes	20 – 75	5 – 100	15	Quemadores de premezclas con baja emisión de NO _x por vía seca en adaptaciones, cuando sea posible
Turbinas de gas existentes	50 – 90*	30 – 100	15	Inyección de agua y vapor o RCS
Motores de gas				
Motores de gas nuevos	20 – 75*	30 – 100*	15	Sistemas de mezcla pobre o RCS y catalizador de oxidación para el CO
Motores de gas nuevos con GVRC en instalaciones de C	20 – 75*	30 – 100*	15	Sistemas de mezcla pobre o RCS y catalizador de oxidación para el CO
Motores de gas existentes	20 – 100*	30 – 100	15	Puesta a punto para reducir los NO _x

Tabla 9. MTD para la reducción de emisiones de NO_x y CO en instalaciones de combustión de gas (continuación)

Tipo de instalació	Niveles de emisión asociados a la MTD (mg/Nm ³)		Nivel de O ₂ (%)	Opciones de MTD para alcanzar estos niveles
	NO _x	CO		
Calderas de gas				
Calderas de gas nuevas	50 – 100*	30 – 100	3	Quemadores con baja emisión de NO _x o RCS o RNCS
Calderas de gas existentes	50 – 100*	30 – 100	3	
TGCC (turbina de gas de ciclo combinado)				
TGCC nueva sin alimentación suplementaria (GVRC)	20 – 50	5 – 100	15	Quemadores de premezclas con baja emisión de NO _x por vía seca o RCS
TGCC existente sin alimentación suplementaria (GVRC)	20 – 90*	5 – 100	15	Quemadores de premezclas con baja emisión de NO _x por vía seca e inyección de vapor o RCS
TGCC nueva con alimentación suplementaria	20 – 50	30 – 100	Según instalación	Quemadores de premezclas con baja emisión de NO _x por vía seca y quemadores con baja emisión de NO _x para la caldera, o sistemas RCS o RNCS
TGCC existente con alimentación suplementaria	20 – 90*	30 – 100	Según instalación	Quemadores de premezclas con baja emisión de NO _x por vía seca o inyección de agua y vapor y quemadores con baja emisión de NO _x para la caldera, o sistemas RCS o RNCS

RCS: reducción catalítica selectiva de NO_x **RNCS:** reducción no catalítica selectiva de NO_x

GVRC: generador de vapor con recuperación de calor **C:** cogeneración **TGCC:** turbina de gas de ciclo combinado

* Estos valores dieron lugar a división de opiniones, que se exponen en el apartado 7.5.4 del documento principal

Emisiones de CO

El monóxido de carbono (CO) siempre aparece como producto intermedio en los procesos de combustión. Para minimizar las emisiones de CO, la MTD es la combustión completa, y para ello es necesario un diseño adecuado de los hornos, unas técnicas de alto nivel para la supervisión y control del funcionamiento y un buen mantenimiento del sistema de combustión. En los distintos capítulos sobre las MTD se exponen niveles de emisión asociados al empleo de las MTD con diferen-

tes combustibles. En el presente resumen, sin embargo, sólo se recogen los referentes a las instalaciones de combustión de gas.

Contaminación del agua

Aparte de la contaminación del aire, las grandes instalaciones de combustión son también una importante fuente de vertidos de agua (aguas de refrigeración y aguas residuales) en ríos, lagos y el entorno marino.

La escorrentía superficial (agua de lluvia) de las zonas de almacenamiento que pudiera arrastrar restos de combustible debe ser recogida y tratada (por decantación) antes de su vertido. En las centrales eléctricas a veces no es posible evitar la producción de pequeñas cantidades de agua contaminada con petróleo. Para evitar daños al medio ambiente, se considera MTD la utilización de pozos de separación del petróleo.

En lo relativo a la desulfuración mediante depuración por vía húmeda, la conclusión en materia de MTD es la utilización de instalaciones de tratamiento de aguas residuales. Una instalación de tratamiento de aguas residuales consiste en una serie de tratamientos químicos destinados a eliminar los metales pesados y disminuir la cantidad de sólidos que llegan al agua. El tratamiento de las aguas incluye el reajuste del pH, la precipitación de los metales pesados y la eliminación de los sólidos. El documento completo recoge algunos niveles de emisión.

Residuos y desechos

El sector implicado ha estudiado ya en profundidad la utilización de los residuos y subproductos resultantes de la combustión para evitar que terminen en los vertederos. La mejor opción es el aprovechamiento y la reutilización, por lo que hay que dar prioridad a tales procedimientos. Existen numerosas posibilidades diferentes de utilización de subproductos tales como las cenizas. Cada una de ellas responde a unos criterios específicos. No ha sido posible tener en cuenta todos estos criterios en este BREF. Los criterios de calidad van normalmente ligados a las propiedades estructurales de los residuos y a su contenido de sustancias perjudiciales, por ejemplo la cantidad de combustible no quemado, la solubilidad de los metales pesados, etc.

El producto final de la técnica de la depuración por vía húmeda es el yeso, producto que, en la mayoría de los países de la UE, puede ser ulteriormente comercializado. Puede adquirirse y utilizarse de la misma forma que el yeso natural. Casi todo el yeso producido en las centrales eléctricas se destina a la fabricación de placas de cartón-yeso. La pureza del yeso limita la cantidad de caliza que puede utilizarse en el proceso.

Cocombustión de residuos y combustible recuperado

Las grandes instalaciones de combustión, concebidas y explotadas de conformidad con las MTD, emplean técnicas y procedimientos eficaces de eliminación de polvo (incluidos, en parte, los metales pesados), SO₂, NO_x, HCl, HF y otros contaminan-

tes, así como técnicas para evitar la contaminación del agua y el suelo. En general, estas técnicas son satisfactorias, por lo que pueden considerarse las MTD para la cocombustión de combustibles secundarios. Esto se basa en las conclusiones sobre las MTD y, más concretamente, en los niveles de emisión asociados al empleo de las MTD, expuestos en los capítulos específicos para cada combustible. Un mayor contenido de elementos contaminantes en el sistema de alimentación puede compensarse, hasta cierto punto, mediante una adaptación del sistema de limpieza de los gases de combustión, o una limitación del porcentaje de combustible secundario en la cocombustión.

Por lo que refiere a la incidencia de la cocombustión en la calidad de los residuos, la principal recomendación sobre las MTD es que se mantenga la calidad del yeso, las cenizas, la escoria y otros residuos y subproductos al mismo nivel que si no se llevara a cabo la cocombustión de combustibles secundarios a efectos de reciclado. Si la cocombustión acarrea un aumento significativo del volumen de residuos y subproductos, o una mayor contaminación por metales (por ejemplo, Cd, Cr o Pb) o dioxinas, deberán tomarse medidas suplementarias.

Grado de consenso

En su conjunto, este documento cuenta con el fuerte respaldo de los miembros del grupo de trabajo técnico (GTT). Sin embargo, el sector interesado y dos Estados miembros no refrendaron totalmente la versión final, y manifestaron «división de opiniones» frente a algunas de las conclusiones presentadas en el documento, en particular a los niveles de eficiencia y de emisión asociados a las MTD en los casos del carbón y el lignito, los combustibles líquidos y gaseosos, así como a la utilización de la RCS por razones económicas. Según afirmaban, los niveles de emisión asociados a la puesta en práctica de las MTD son, en general, demasiado bajos, tanto tratándose de instalaciones nuevas como existentes. No obstante, hay que señalar que los niveles superiores de emisión asociados a las MTD son, en particular tratándose de instalaciones existentes, similares a los valores límite de emisión fijados en algunos Estados miembros. Una parte del sector ha dado a conocer su opinión particular acerca del grado en que este documento refleja las experiencias y las circunstancias de todas las grandes instalaciones de combustión. Esto refuerza la opinión de los miembros del grupo de trabajo técnico de que los niveles de las MTD son razonables, y refleja el hecho de que un gran número de instalaciones europeas se atienen ya a niveles considerados MTD.

La CE está poniendo en marcha y subvencionando, a través de sus programas de investigación y desarrollo tecnológico, una serie de proyectos sobre tecnologías limpias, nuevos tratamientos de los efluentes, tecnologías de reciclado y estrategias de gestión. Estos proyectos podrían, en principio, ser útiles para futuras versiones del BREF. Por lo tanto, se ruega a los lectores que informen a la Oficina Europea de Prevención y Control Integrados de la Contaminación de todos los resultados de las investigaciones que son pertinentes al ámbito de este documento (véase también el prefacio de este documento).

Prefacio

1. Categoría del presente documento

Salvo que se indique lo contrario, las referencias a «la Directiva» que figuran en el presente documento remiten a la Directiva del Consejo 96/61/CE relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación (IPPC). Tanto esta Directiva como el presente documento son pertinentes sin perjuicio de las disposiciones sobre salud y seguridad en el trabajo.

Este documento forma parte de una serie que presenta los resultados de un intercambio de información entre los Estados miembros y los sectores correspondientes acerca de las mejores técnicas disponibles (MTD), las prescripciones de control correspondientes y su evolución. *[Se trata de un documento publicado por la Comisión Europea, con arreglo al apartado 2 del artículo 16 de la Directiva, y, por consiguiente, debe tenerse en cuenta cuando se determinen las MTD, de conformidad con el anexo IV de la Directiva].

*Nota: cuando el proceso de publicación de la Comisión haya terminado, se podrán eliminar los corchetes.

2. Preceptos legales pertinentes de la Directiva IPPC y definición de MTD

Con objeto de ayudar al lector a comprender el contexto legal en el que se ha redactado este documento, se describen en este prefacio las disposiciones más importantes de la Directiva IPPC, incluida la definición del término «mejores técnicas disponibles» (MTD). Esta descripción es inevitablemente incompleta y tiene una utilidad exclusivamente informativa. No tiene valor legal y no altera ni menoscaba en modo alguno las disposiciones propiamente dichas de la Directiva.

La Directiva tiene por objeto la prevención y el control integrados de la contaminación procedente de las actividades que figuran en el anexo I, con el fin de alcanzar un nivel elevado de protección del medio ambiente considerado en su conjunto. El fundamento jurídico de la Directiva se refiere a la protección ambiental. Su aplicación deberá tener en cuenta asimismo otros objetivos comunitarios, como la competitividad de la industria comunitaria, para contribuir así al desarrollo sostenible.

Más específicamente, establece un sistema de permisos para ciertas categorías de instalaciones industriales, que invita tanto a los titulares de las explotaciones

como a las autoridades reglamentarias a realizar un análisis integral y global del potencial de contaminación y consumo de la instalación. El objetivo general de este enfoque integrado deberá ser la mejora de la gestión y el control de los procesos industriales para garantizar un nivel elevado de protección del medio ambiente en su conjunto. Para este enfoque es fundamental el principio general establecido en el artículo 3, por el que los titulares de las explotaciones deberán tomar todas las medidas preventivas apropiadas frente a la contaminación, en especial mediante la aplicación de las mejores técnicas disponibles que permitan mejorar sus prestaciones ecológicas.

El término «mejores técnicas disponibles» se define en el apartado 11 del artículo 2 de la Directiva como «la fase más eficaz y avanzada de desarrollo de las actividades y de sus modalidades de explotación, que demuestren la capacidad práctica de determinadas técnicas para constituir, en principio, la base de los valores límite de emisión destinados a evitar o, cuando ello no sea practicable, reducir en general las emisiones y el impacto en el conjunto del medio ambiente». El apartado 11 del artículo 2 continúa con la siguiente aclaración adicional de la citada definición:

«técnicas»: la tecnología utilizada junto con la forma en que la instalación esté diseñada, construida, mantenida, explotada y paralizada;

«disponibles»: las técnicas desarrolladas a una escala que permita su aplicación en el contexto del sector industrial correspondiente, en condiciones económica y técnicamente viables, teniendo en consideración los costes y los beneficios, tanto si las técnicas se utilizan o producen en el Estado miembro correspondiente como si no, siempre que el titular pueda tener acceso a ellas en condiciones razonables;

«mejores»: las técnicas más eficaces para alcanzar un alto nivel general de protección del medio ambiente en su conjunto.

Además, el anexo IV de la Directiva contiene una lista de «aspectos que deben tenerse en cuenta con carácter general o en un supuesto particular cuando se determinen las mejores técnicas disponibles (...), teniendo en cuenta los costes y ventajas que pueden derivarse de una acción y los principios de precaución y prevención». Estos aspectos incluyen la información publicada por la Comisión de acuerdo con el apartado 2 del artículo 16.

Las autoridades competentes responsables de la concesión de permisos deberán tener en cuenta los principios generales establecidos en el artículo 3 a la hora de determinar las condiciones del permiso. Estas condiciones deberán especificar los valores límite de emisión, complementados o sustituidos, en su caso, por parámetros o medidas técnicas equivalentes. De acuerdo con el apartado 4 del artículo 9 de la Directiva, estos valores límite de emisión, parámetros y medidas técnicas

equivalentes deberán basarse, sin perjuicio del cumplimiento de las normas de calidad ambiental, en las mejores técnicas disponibles, sin prescribir la utilización de una técnica o tecnología específica, sino tomando en consideración las características técnicas de la instalación de que se trate, su implantación geográfica y las condiciones locales del medio ambiente. En todos los casos, las condiciones del permiso deberán incluir disposiciones relativas a la reducción de la contaminación a larga distancia o transfronteriza y garantizar un nivel elevado de protección del medio ambiente en su conjunto.

Los Estados miembros tienen la obligación, de acuerdo con el artículo 11 de la Directiva, de velar por que las autoridades competentes estén al corriente o sean informadas acerca de la evolución de las MTD.

3. Finalidad del presente documento

El apartado 2 del artículo 16 de la Directiva exige que la Comisión organice «un intercambio de información entre los Estados miembros y las industrias correspondientes acerca de las mejores técnicas disponibles, las prescripciones de control relacionadas y su evolución» y que publique los resultados de tal intercambio.

La finalidad del intercambio de información se establece en el considerando 25 de la Directiva, que estipula que «los avances y el intercambio de información en la Comunidad sobre las mejores técnicas disponibles contribuirán a reducir los desequilibrios tecnológicos a nivel de la Comunidad, ayudarán a la divulgación mundial de los valores límite establecidos y de las técnicas empleadas en la Comunidad y, asimismo, ayudarán a los Estados miembros para la aplicación eficaz de la presente Directiva».

La Comisión (DG Medio Ambiente) creó un Foro de Intercambio de Información (IEF, por sus siglas en inglés) para contribuir al trabajo previsto en el apartado 2 del artículo 16, y al amparo del IEF se han creado varios grupos de trabajo técnicos. Tanto en el IEF como en los grupos de trabajo técnicos participan representantes de los Estados miembros y de la industria correspondiente, tal como se establece en el apartado 2 del artículo 16.

La finalidad de esta serie de documentos consiste en reflejar con precisión el intercambio de información que ha tenido lugar con arreglo a lo previsto en el apartado 2 del artículo 16 y facilitar información de referencia que las autoridades competentes deberán tomar en consideración a la hora de establecer las condiciones de los permisos. La información de interés que contienen estos documentos con respecto a las MTD hace de ellos valiosas herramientas para mejorar las prestaciones ecológicas.

4. Fuentes de información

El presente documento constituye un resumen de la información obtenida de varias fuentes, con inclusión, en particular, de los conocimientos de los grupos creados para asistir a la Comisión en su trabajo, y verificada por los servicios de la Comisión. Se agradecen todas estas aportaciones.

5. Cómo entender y utilizar el presente documento

La información que contiene el presente documento tiene por objeto servir de punto de partida para la determinación de las MTD en casos específicos. A la hora de determinar las MTD y establecer las condiciones de concesión del permiso basadas en dichas técnicas, deberá tenerse siempre en cuenta el objetivo general de lograr un nivel elevado de protección del medio ambiente en su conjunto.

A continuación se indica el tipo de información que contiene cada capítulo del documento.

El capítulo 1 contiene información general sobre el sector industrial y describe los problemas fundamentales en materia de medio ambiente.

El capítulo 2 incluye una introducción sobre los principios y conceptos de los ciclos de combustión y generación de energía. Aunque se trata sólo de una breve descripción, este capítulo pretende ayudar al lector a entender las tecnologías de combustión y la generación de energía.

El capítulo 3 presenta información sobre los procesos y las técnicas más comunes utilizados en el sector para reducir las emisiones en las grandes instalaciones de combustión.

Los capítulos 4 a 8 proporcionan información sobre las técnicas utilizadas para la combustión de distintos combustibles. Cada uno de los capítulos se centra en un tipo de combustible y, por este motivo, nos referiremos a ellos como «capítulos específicos para cada combustible». La estructura de estos capítulos se basa en el perfil general del BREF:

- El primer apartado de cada capítulo (capítulos 4 a 8) proporciona información sobre los procesos y técnicas utilizados para la combustión de determinados combustibles.
- El segundo apartado de cada capítulo (capítulos 4 a 8) incluye ejemplos de técnicas y procesos utilizados para la combustión de determinados combustibles.
- El tercer apartado de cada capítulo (capítulos 4 a 8) presenta información sobre los niveles de consumo y muestra la situación en las instalaciones existentes en el momento de la redacción del presente documento.

- El cuarto apartado de cada capítulo (capítulos 4 a 8) describe con más detalle las técnicas de reducción de emisiones y otras técnicas que se consideran pertinentes a la hora de determinar las MTD y las condiciones de concesión del permiso basadas en las MTD. Esta información incluye los niveles de consumo, la eficacia térmica y los niveles de emisión que se considera pueden alcanzarse utilizando la técnica, cierta idea del nivel y el tipo de costes e información sobre los efectos cruzados asociados a la técnica, así como el grado de aplicabilidad de la técnica al conjunto de instalaciones que requieren permisos de IPPC, como por ejemplo instalaciones nuevas o existentes, grandes o pequeñas. No se incluyen las técnicas que, generalmente, se consideran obsoletas.
- En el apartado final de cada capítulo (capítulos 4 a 8) se incluyen las conclusiones. En este apartado se presentan las técnicas y los niveles de consumo, eficacia térmica y emisión que se consideran compatibles con las MTD en sentido general. Se trata, pues, de formular indicaciones generales sobre los niveles de consumo, eficacia térmica y emisión que pueden considerarse un parámetro de referencia adecuado para determinar las condiciones del permiso basadas en las MTD o establecer prescripciones generales obligatorias con arreglo al apartado 8 del artículo 9.

No obstante, es preciso señalar que este documento no propone valores límite de emisión. La determinación de condiciones apropiadas para los permisos implica tener en cuenta factores locales y específicos de cada central, como las características técnicas de la instalación en cuestión, su ubicación geográfica y las condiciones locales del medio ambiente. En el caso de las instalaciones existentes, también deberá tomarse en consideración la viabilidad técnica y económica de su modernización. Incluso el mero objetivo de garantizar un nivel elevado de protección del medio ambiente en su conjunto suele comportar la adopción de decisiones de compromiso entre diferentes tipos de impacto ambiental, decisiones en las que a menudo influyen consideraciones locales.

Aunque se ha intentado abordar alguna de estas cuestiones, no es posible analizarlas en detalle en el presente documento. Por consiguiente, las técnicas y los niveles que se presentan en las conclusiones de cada uno de los capítulos específicos para cada combustible (capítulos 4 a 8) no tienen por qué ser apropiadas para todas las instalaciones. Por otra parte, la obligación de garantizar un nivel elevado de protección ambiental, incluida la reducción de la contaminación a larga distancia o transfronteriza, implica que no es posible establecer las condiciones de los permisos con arreglo a consideraciones puramente locales. Por ello, es sumamente importante que las autoridades competentes en materia de concesión de permisos tengan muy en cuenta la información que contiene el presente documento.

Dado que las mejores técnicas disponibles van cambiando con el tiempo, el presente documento se revisará y actualizará cuando resulte necesario. Todas las observaciones y sugerencias deberán remitirse a la Oficina Europea de IPPC del Instituto de Estudios Tecnológicos Prospectivos, cuya dirección es la siguiente:

Edificio Expo, Inca Garcilaso s/n, E-41092 Sevilla – España
Teléfono: +34 95 4488 284 Fax: +34 95 4488 426
Correo electrónico: JRC-IPTS-EIPPCB@cec.eu.int
Sitio web: <http://eippcb.jrc.es>

6. Correspondencia entre la Directiva IPPC y la Directiva sobre las grandes instalaciones de combustión

La siguiente enumeración de factores está relacionada con la correspondencia entre la Directiva 2001/80/CE, del 23 de octubre de 2001, sobre la limitación de emisiones de determinadas sustancias contaminantes a la atmósfera por parte de las grandes instalaciones de combustión (Directiva GIC) y la Directiva 96/61/CE, del 24 de septiembre de 1996, sobre la prevención y el control integrados de la contaminación (Directiva IPPC).

El Tribunal de Justicia Europeo es el organismo encargado de realizar la interpretación final del acervo comunitario y, por lo tanto, hay que tener en cuenta que la interpretación del Tribunal puede conllevar la elaboración de nuevos puntos.

La Directiva sobre las grandes instalaciones de combustión contiene las siguientes referencias explícitas a la Directiva IPPC:

- El considerando 8 de la Directiva sobre las grandes instalaciones de combustión determina que «respetar los valores límite de emisión establecidos por dicha Directiva debería considerarse una condición necesaria pero no suficiente para cumplir los requisitos de la Directiva 96/61/CE sobre la utilización de las mejores técnicas disponibles. El cumplimiento de esta indicación puede implicar valores límite de emisión más rigurosos, valores límites de emisión para determinadas sustancias y medios, y otras condiciones que se consideren apropiadas». Asimismo, el considerando puntualiza que el respeto de los valores límite de emisión establecidos por la Directiva sobre las grandes instalaciones de combustión no anula la obligación de cumplir con la Directiva IPPC y, en especial, de actuar de conformidad con un permiso (apartado 4 del artículo 9 de la Directiva IPPC), que incluye las condiciones determinadas de acuerdo con la Directiva.
- Los apartados 3 y 6 del artículo 4 de la Directiva sobre las grandes instalaciones de combustión ofrecen la posibilidad a los Estados miembros de establecer un plan nacional de reducción de emisiones para las instalaciones existentes o bien aplicar los valores límite de emisión que se especifican en dicha Directiva a las centrales existentes. No obstante, este plan «no deberá permitir, bajo ninguna circunstancia, que una instalación quede exenta del cumplimiento de las disposiciones de la legislación comunitaria pertinente, entre otras la Di-

rectiva 96/61/CE». Por lo tanto, aunque una instalación forme parte de un plan nacional, ésta deberá respetar todas las disposiciones de la Directiva IPPC, incluida la obtención de un permiso que determine los valores límite de emisión o parámetros equivalentes y las medidas técnicas establecidas con arreglo a las disposiciones del apartado 4 u 8 del artículo 9 de la Directiva IPPC. Asimismo, como se establece en el prefacio estándar del BREF, tanto las disposiciones del apartado 4 del artículo 9 de la Directiva IPPC como la definición de las MTD están sujetas a cierta flexibilidad.

- El apartado 4 del artículo 4 de la Directiva sobre las grandes instalaciones de combustión establece una posible exención del cumplimiento de los valores límite de emisión o la inclusión en un plan nacional para las instalaciones al final de su ciclo de vida «sin perjuicio de la Directiva 96/61/CE». Como en el caso anterior, la instalación en concreto deberá funcionar de conformidad con un «permiso IPPC». Además, las disposiciones del apartado 4 del artículo 9 de la Directiva IPPC y la definición de las MTD permitirán a las autoridades competentes tomar en consideración las especificidades de dichas instalaciones «al final de su vida útil». Por otra parte, el solicitante deberá aportar una declaración escrita con arreglo al apartado 4a del artículo 4 de la Directiva sobre las grandes instalaciones de combustión, junto con los documentos que se enumeran en el artículo 6 de la Directiva IPPC referentes a la solicitud de permisos.

	<u>Págs.</u>
2.2.1	Conversión general del combustible en calor 42
2.2.2	Combustión de combustible sólido pulverizado 43
2.2.3	Hogar de combustión en lecho fluidizado 44
2.2.4	Combustión en parrilla 44
2.2.5	Combustión de petróleo y gas 44
2.2.6	Gasificación/licuefacción 45
2.3	Conversión directa 46
2.3.1	General 46
2.3.2	Motores de combustión 46
2.3.3	Turbinas de gas 47
2.4	Procesos técnicos de vapor más comunes 48
2.4.1	General 48
2.4.2	Centrales energéticas de condensación al vacío 48
2.4.3	Cogeneración/producción combinada de calor y electricidad. 48
2.5	Ciclo combinado. 50
2.5.1	General 50
2.5.2	Combustión suplementaria para turbinas de gas de ciclo combinado y repotenciación de las centrales energéticas existentes 50
2.6	Elementos típicos de un ciclo de vapor 52
2.6.1	La caldera. 55
2.6.2	Turbina de vapor 57
2.6.3	Condensador. 57
2.6.4	Sistema de refrigeración 57
2.6.5	Costes específicos de diferentes diseños de las centrales energéticas 57
2.7	Eficiencia 59
2.7.1	Eficiencia Carnot 59
2.7.2	Eficiencia térmica 59
2.7.3	Eficiencia de la unidad 61
2.7.4	Eficiencia de la unidad para la extracción de vapor 61
2.7.5	El concepto de exergía y la eficiencia exergética 62
2.7.6	La influencia de las condiciones climáticas en la eficiencia . 63
2.7.7	La relación entre eficiencia y aspectos ambientales 66
2.7.8	Pérdidas de eficiencia en instalaciones de combustión 68
2.7.9	Medidas técnicas genéricas para mejorar la eficiencia de las grandes instalaciones de combustión 69

	<u>Págs.</u>
3 TÉCNICAS Y PROCESOS COMUNES PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE LAS GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN	73
3.1 Algunas medidas primarias para la reducción de emisiones	75
3.1.1 Cambio de combustible	75
3.1.2 Modificaciones en la combustión.	75
3.2 Técnicas para reducir las emisiones de partículas	77
3.2.1 Precipitadores electrostáticos (PE)	79
3.2.2 Precipitadores electrostáticos húmedos	83
3.2.3 Filtros de tela (filtros de mangas)	83
3.2.4 Precipitación centrífuga (ciclones)	86
3.2.5 Lavadores húmedos	87
3.2.6 Funcionamiento general de dispositivos de control de partículas	91
3.3 Técnicas para reducir las emisiones de óxidos de azufre	93
3.3.1 Medidas primarias para reducir las emisiones de óxidos de azufre	93
3.3.1.1 Uso de combustible con un contenido reducido de azufre o con compuestos básicos de cenizas para la desulfuración interna	93
3.3.1.2 Uso de adsorbentes en sistemas de combustión en lecho fluidizado.	93
3.3.2 Medidas secundarias para reducir las emisiones de óxidos de azufre.	94
3.3.3 Lavadores húmedos	95
3.3.3.1 Depuración húmeda con cal/caliza	96
3.3.3.2 Depuración con agua marina.	105
3.3.3.3 Depuración húmeda con magnesio	107
3.3.3.4 Depuración húmeda con amoníaco	108
3.3.4 Depuración por secadores atomizadores.	109
3.3.5 Inyección de sorbente.	113
3.3.5.1 Inyección de sorbente en el hogar	113
3.3.5.2 Inyección de sorbente en los conductos (DGC seca)	117
3.3.5.3 Inyección híbrida de sorbente	121
3.3.5.4 Depuración seca en lecho fluidizado circulante (LFC)	121

	<i>Págs.</i>
3.3.6	Procesos de regeneración. 122
3.3.6.1	Proceso bisulfito-sulfito sódico. 122
3.3.6.2	Proceso de óxido magnésico 124
3.3.7	Rendimiento general de las técnicas de desulfuración del gas de combustión (DGC) 126
3.4	Técnicas para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno 133
3.4.1	Medidas primarias para reducir las emisiones de NO _x 134
3.4.1.1	Disminución del exceso de aire 135
3.4.1.2	Aire en etapas. 136
3.4.1.3	Recirculación de los gases de combustión 138
3.4.1.4	Precaentamiento reducido del aire. 139
3.4.1.5	Combustible en etapas (recombustión) 139
3.4.1.6	Quemadores con baja emisión de NO _x 143
3.4.1.7	Rendimiento general de las medidas primarias para reducir las emisiones de NO _x 147
3.4.2	Medidas secundarias para reducir las emisiones de NO _x 151
3.4.2.1	Reducción catalítica selectiva (RCS) 151
3.4.2.2	Reducción no catalítica selectiva (RCNS) 160
3.4.2.3	Cuestiones de seguridad en el almacenamiento de amoníaco 163
3.4.2.4	Rendimiento general de las medidas secundarias para reducir las emisiones de NO _x 163
3.5	Técnicas combinadas para reducir las emisiones de óxidos de azufre y de nitrógeno 166
3.5.1	Adsorción sólida/regeneración. 166
3.5.1.1	Proceso de carbón activo 167
3.5.1.2	Proceso NO _x SO. 167
3.5.1.3	Otros procesos de regeneración/adsorción sólida 168
3.5.2	Procesos catalíticos gaseosos/sólidos. 168
3.5.2.1	Proceso WSA-SNO _x 169
3.5.2.2	Proceso DESONO _x 170
3.5.2.3	Proceso SNRB. 171
3.5.2.4	Procesos catalíticos gaseosos/sólidos emergentes. 171
3.5.3	Irradiación de haces de electrones 172

	<u>Págs.</u>
3.5.4 Inyección de bases	172
3.5.5 Depuración húmeda con aditivos para eliminar los NO _x . . .	173
3.5.6 Rendimiento general de las técnicas combinadas para reducir el SO ₂ y los NO _x	174
3.6 Técnicas para reducir las emisiones metálicas (metales pesados) . .	175
3.6.1 Control de las emisiones de mercurio (Hg).	176
3.6.1.1 Medidas primarias para reducir el contenido de Hg del combustible sólido	176
3.6.1.2 Tecnologías de tratamiento del gas de combustión para reducir las emisiones de mercurio	177
3.6.2 Reducción de las emisiones de metales en los sistemas de control de partículas	178
3.6.3 Reducción de las emisiones metálicas en sistemas de DGC .	178
3.6.4 Reducción de las emisiones de metales en los sistemas de control de NO _x	179
3.6.5 Reducción de las emisiones metálicas con sistemas concebidos especialmente para la eliminación de metales . .	180
3.7 Técnicas para reducir las emisiones de CO e hidrocarburos sin quemar	181
3.8 Técnicas para reducir las emisiones de halógenos	182
3.8.1 Reducción de las emisiones de halógenos en sistemas de control de partículas	183
3.8.2 Reducción de las emisiones de halógenos en sistemas de DGC	183
3.8.3 Reducción de las emisiones de halógenos en sistemas de control de NO _x	184
3.9 Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en grandes centrales de combustión	184
3.9.1 Reducción de las emisiones de dióxido de carbono aumentando la eficiencia térmica	184
3.9.2 Eliminación del dióxido de carbono de los gases de combustión	187
3.10 Técnicas de control de las emisiones al agua	188
3.10.1 Aguas residuales procedentes de las centrales de tratamiento de aguas	189
3.10.2 Aguas residuales de los sistemas de refrigeración de circuitos	190

	<i>Págs.</i>
3.10.3 Aguas residuales de otro origen del proceso de generación de vapor	190
3.10.4 Aguas residuales de los sistemas de limpieza del gas de combustión	191
3.10.5 Aguas residuales sanitarias	193
3.10.6 Técnicas de tratamiento de las aguas residuales.	193
3.10.7 Otras aguas residuales	195
3.11 Técnicas de control de las emisiones al suelo	196
3.12 Medidas de control de la emisión de ruido	198
3.12.1 Opciones básicas	198
3.12.2 Ruido de la estructura.	199
3.12.3 Ruido de conductos y tuberías.	199
3.12.4 Silenciadores	200
3.12.5 Ruido de la maquinaria.	200
3.12.6 Conclusiones.	201
3.13 Técnicas de refrigeración	202
3.14 Supervisión y registro de las emisiones.	202
3.14.1 Componentes de las emisiones	203
3.14.2 Condiciones y parámetros de referencia.	204
3.14.3 Ubicación de los puntos de muestreo	204
3.14.4 Supervisión de las emisiones	205
3.14.4.1 Supervisión continua	206
3.14.4.2 Mediciones discontinuas	207
3.14.4.3 Estimaciones de emisiones basadas en la medición de parámetros de funcionamiento.	207
3.14.4.4 Factores de emisión	208
3.14.5 Informes sobre los datos de emisiones	209
3.15 Sistemas de gestión ambiental.	210
3.15.1 MTD para la gestión ambiental	220
3.16 Introducción a la perspectiva integrada de la protección del medio ambiente en su conjunto.	222
4 TÉCNICAS DE COMBUSTIÓN DEL CARBÓN Y EL LIGNITO	225
4.1 Procesos y técnicas aplicados	226
4.1.1 Descarga, almacenamiento y manipulación del carbón, el lignito y los aditivos	227

	<i>Págs.</i>
4.1.1.1 Carbón y lignito	227
4.1.1.2 Aditivos y reactivos de tratamiento.	228
4.1.2 Pretratamiento del carbón y el lignito	228
4.1.3 Preparación del combustible	230
4.1.3.1 Preparación del combustible para la combustión de carbón pulverizado	230
4.1.3.2 Preparación del combustible para la combustión de lignito pulverizado	234
4.1.3.3 Preparación del combustible para la combustión en lecho fluidizado.	235
4.1.3.4 Preparación del combustible para la combustión en parrilla	235
4.1.4 Tipos de calderas y generadores de vapor	236
4.1.4.1 Centrales energéticas de condensación.	236
4.1.4.2 Combustión en lecho fluidizado.	240
4.1.4.3 Combustión en lecho fluidizado a presión.	245
4.1.4.4 Combustión en parrilla	247
4.1.5 Ciclo combinado de gasificación integrada.	247
4.1.6 Cogeneración (producción combinada de calor y electricidad)	250
4.1.7 Combustión de ciclo combinado (repotenciación).	251
4.1.8 Eficiencia de las grandes instalaciones de combustión alimentadas con carbón y lignito	251
4.1.8.1 Eficiencia de la caldera	251
4.1.8.2 Técnicas para aumentar la eficiencia de las calderas alimentadas con carbón	252
4.1.9 Control de emisiones a la atmósfera procedentes de las grandes instalaciones de combustión alimentadas con carbón y lignito.	252
4.1.9.1 Control de emisiones de la combustión de combustible pulverizado.	253
4.1.9.2 Control de las emisiones de la combustión en lecho fluidizado	263
4.1.9.3 Control de las emisiones de la combustión en parrilla	265
4.1.10 Tratamiento del agua y de las aguas residuales	265
4.1.11 Tratamiento de los residuos de combustión y los subproductos	266

	<i>Págs.</i>
4.2 Ejemplos de procesos y técnicas aplicados.	269
4.2.1 Ejemplos de técnicas individuales	270
4.2.2 Ejemplos de técnicas aplicadas para mejorar el rendimiento ambiental en grandes instalaciones de combustión existentes alimentadas con carbón y lignito	300
4.2.3 Ejemplos de técnicas aplicadas a grandes instalaciones de combustión nuevas alimentadas con carbón y lignito	309
4.3 Niveles actuales de consumo y emisión	322
4.3.1 Carbón y lignito utilizados en grandes instalaciones de combustión	323
4.3.2 La eficiencia de las centrales de combustión alimentadas con carbón y lignito	326
4.3.3 Emisiones a la atmósfera	331
4.3.3.1 Emisiones a la atmósfera de centrales de combustión alimentadas con carbón	332
4.3.3.2 Emisiones a la atmósfera de centrales de combustión alimentadas con lignito	335
4.3.3.3 Emisiones de metales pesados.	338
4.3.4 Emisiones al agua de las centrales de combustión alimentadas con carbón.	344
4.3.5 Emisiones al agua de centrales de combustión alimentadas con lignito.	349
4.3.6 Residuos y subproductos de la combustión.	350
4.3.7 Emisión de ruido	355
4.4 Técnicas que se deben tomar en consideración para determinar las MTD para la combustión del carbón y el lignito	357
4.4.1 Técnicas para la descarga, el almacenamiento y la manipulación del combustible.	357
4.4.2 Técnicas de pretratamiento del combustible	359
4.4.3 Técnicas para aumentar la eficiencia y la utilización del combustible.	361
4.4.4 Técnicas para prevenir y controlar las emisiones de partículas y de metales pesados unidos a las partículas.	364
4.4.5 Técnicas para la prevención y el control de las emisiones de SO ₂	366
4.4.6 Técnicas para prevenir y controlar las emisiones de NO _x y N ₂ O	368
4.4.7 Técnicas para prevenir y controlar la contaminación del agua	371

	<i>Págs.</i>
4.5 Mejores técnicas disponibles (MTD) para la combustión de carbón y lignito	373
4.5.1 Introducción	373
4.5.2 Descarga, almacenamiento y manipulación de combustibles y aditivos	375
4.5.3 Pretratamiento del combustible	376
4.5.4 Combustión	376
4.5.5 Eficiencia térmica	376
4.5.6 Partículas	379
4.5.7 Metales pesados	381
4.5.8 Emisiones de SO ₂	382
4.5.9 Emisiones de NO _x	387
4.5.10 Monóxido de carbono (CO)	393
4.5.11 Fluoruro de hidrógeno (HF) y cloruro de hidrógeno (HCl) . .	393
4.5.12 Amoníaco (NH ₃)	394
4.5.13 Contaminación del agua	394
4.5.14 Residuos de combustión	396
4.6 Técnicas emergentes para la combustión de carbón y lignito	397
4.6.1 Central piloto para el presecado de lignito con calor de baja temperatura	397
4.6.2 Control simultáneo de las emisiones de SO _x , NO _x y mercurio	398
5 TÉCNICAS DE COMBUSTIÓN PARA BIOMASA Y TURBA	401
5.1 Técnicas y procesos aplicados	401
5.1.1 Descarga, almacenamiento y manipulación de biomasa y turba	401
5.1.1.1 Transporte y manipulación de biomasa y turba	401
5.1.1.2 Transporte y manipulación de paja	403
5.1.2 Tratamiento previo de la biomasa y turba	
5.1.3 Aspectos especiales de la combustión y gasificación de la biomasa y turba	404
5.1.3.1 Combustión en parrilla	404
5.1.3.2 Combustión para paja	406
5.1.3.3 Combustión de turba pulverizada	406
5.1.3.4 Combustión en lecho fluidizado	407
5.1.3.5 Gasificación de la biomasa	409
5.1.3.6 Cogeneración (C)	411
5.1.3.7 Cocombustión de biomasa y combustibles fósiles	411

	<u>Págs.</u>
5.1.4 Limpieza de los gases de combustión	416
5.1.4.1 Control de emisiones de la combustión en parrilla .	416
5.1.4.2 Control de emisiones al aire de la combustión de turba pulverizada	417
5.1.4.3 Control de emisiones en la combustión en lecho fluidizado de biomasa y turba	418
5.1.5 Tratamiento de agua y aguas residuales	421
5.1.6 Manipulación de los subproductos y residuos de la combustión	421
5.2 Ejemplos de técnicas y procesos aplicados.	422
5.2.1 Técnicas individuales para reducir las emisiones de las grandes instalaciones de combustión alimentadas con biomasa y turba	423
5.2.2 Mejora del rendimiento ambiental de las grandes centrales de combustión ya existentes alimentadas con biomasa y turba	424
5.2.3 Rendimiento ambiental de las nuevas grandes instalaciones de combustión alimentadas con biomasa y turba	430
5.3 Niveles de emisión y consumo actuales	441
5.3.1 Visión general sobre el flujo másico	441
5.3.2 Aspectos generales de la biomasa y la turba empleadas en grandes instalaciones de combustión	441
5.3.2.1 Biomasa.	441
5.3.2.2 Turba.	445
5.3.3 Rendimiento de las centrales de combustión de biomasa y turba	447
5.3.4 Emisiones al aire	448
5.3.4.1 Emisiones al aire de las centrales de combustión de biomasa	448
5.3.4.2 Emisiones al aire de las centrales de combustión de turba.	451
5.3.5 Residuos de combustión y otros	453
5.3.6 Fuentes potenciales de emisión de ruidos	453
5.4 Técnicas a tener en cuenta en la determinación de las MTD para la combustión de biomasa y turba	454

	<u>Págs.</u>
5.4.1 Técnicas para descarga, almacenamiento y manipulación del combustible.	455
5.4.2 Técnicas para el tratamiento previo del combustible	457
5.4.3 Técnicas de combustión.	458
5.4.4 Técnicas para aumentar el rendimiento.	459
5.4.5 Técnicas para la prevención y control de las emisiones de polvo y metales pesados.	460
5.4.6 Técnicas para la prevención y control de las emisiones de SO ₂ de las instalaciones de combustión de turba.	461
5.4.7 Técnicas para la prevención y control de las emisiones de NO _x y N ₂ O	462
5.4.8 Técnicas para la prevención y control de la contaminación del agua	463
5.4.9 Técnicas para la manipulación, reducción y reutilización de los residuos de la combustión	464
5.5 Mejores técnicas disponibles (MTD) para la combustión de biomasa y turba	465
5.5.1 Descarga, almacenamiento y manipulación de biomasa, turba y aditivos	467
5.5.2 Tratamiento previo de combustible	468
5.5.3 Combustión	468
5.5.4 Eficiencia térmica	469
5.5.5 Polvo	470
5.5.6 Metales pesados	471
5.5.7 Emisiones de SO ₂	472
5.5.8 Emisiones de NO _x	473
5.5.9 Monóxido de carbono (CO).	477
5.5.10 Fluoruro de hidrógeno (HF) y cloruro de hidrógeno (HCl) . .	477
5.5.11 Amoníaco (NH ₃)	478
5.5.12 Dioxinas y furanos	478
5.5.13 Ruido	478
5.5.14 Contaminación del agua	478
5.5.15 Residuos de combustión.	480
5.6 Técnicas emergentes para la combustión de la biomasa y turba . . .	480
6 TÉCNICAS DE COMBUSTIÓN PARA COMBUSTIBLES LÍQUIDOS .	481
6.1 Técnicas y procesos aplicados.	481
6.1.1 Descarga, almacenamiento y manipulación de combustibles líquidos	481
6.1.2 Tratamiento previo de combustibles líquidos.	482

	<u>Págs.</u>
6.1.2.1 Tratamiento previo del combustible utilizado en las calderas convencionales	482
6.1.2.2 Tratamiento previo de los combustibles líquidos empleados en las turbinas de gas	483
6.1.2.3 Tratamiento previo de los combustibles líquidos para los motores diésel.	483
6.1.3 Calderas alimentadas por combustible líquido	484
6.1.4 Instalaciones de combustión de combustible líquido para aplicaciones industriales (generación de calor)	486
6.1.5 Combustión en lecho fluidizado	486
6.1.6 Motores (diésel) de ignición por compresión.	487
6.1.7 Turbinas de gas accionadas por combustible líquido.	489
6.1.8 Cogeneración	490
6.1.9 Combustión de ciclo combinado.	491
6.1.10 Control de emisiones al aire	491
6.1.10.1 Control de emisiones al aire de las calderas alimentadas por combustible líquido	492
6.1.10.2 Control de emisiones al aire de los generadores de calor alimentados con combustible líquido	498
6.1.10.3 Control de emisiones al aire de motores alimentados con combustibles líquidos (diésel)	499
6.1.10.4 Control de las emisiones al aire de las turbinas de gas alimentadas con combustible líquido	506
6.1.11 Tratamiento del agua y de las aguas residuales	507
6.1.12 Residuos de la combustión y tratamiento de los subproductos	509
6.2 Ejemplos de técnicas y procesos aplicados.	509
6.2.1 Técnicas individuales para reducir las emisiones de las grandes instalaciones de combustión alimentadas por combustible líquido	510
6.2.2 Mejora del rendimiento ambiental de grandes instalaciones de combustión existentes alimentadas por combustible líquido	512
6.2.3 Rendimiento ambiental de las nuevas centrales de combustión alimentadas con combustible líquido	519
6.3 Niveles de emisión y consumo actuales	525
6.3.1 Visión general de los combustibles líquidos utilizados en grandes instalaciones de combustión	525
6.3.2 Rendimiento de las centrales de combustión alimentadas por combustible líquido	527

	<u>Págs.</u>
6.3.2.1 Técnicas para aumentar el rendimiento de las calderas alimentadas por combustible líquido	528
6.3.2.2 Consumo energético de los elementos auxiliares . . .	528
6.3.3 Emisiones al aire	529
6.3.3.1 Emisiones al aire de centrales con calderas alimentadas con combustible líquido	529
6.3.3.2 Reducción de las emisiones de NO _x de generadores de calor utilizados en aplicaciones industriales	530
6.3.3.3 Emisiones medidas en centrales con motores alimentados con combustible líquido.	531
6.3.3.4 Emisiones al agua	534
6.3.3.5 Desechos y residuos	535
6.3.3.6 Residuos de una planta de tratamiento de aguas residuales	539
6.4 Técnicas a tener en cuenta en la determinación de las MTD para la combustión de combustibles líquidos	540
6.4.1 Técnicas para la descarga, almacenamiento y manipulación del combustible líquido y los aditivos	541
6.4.2 Técnicas para aumentar el rendimiento de las calderas alimentadas por combustible líquido	543
6.4.3 Técnicas para la prevención y control de las emisiones de polvo y materiales pesados	546
6.4.4 Técnicas para la prevención y control de las emisiones de SO ₂	547
6.4.5 Técnicas para la prevención y control de las emisiones de NO _x y N ₂ O	550
6.4.6 Técnicas para la prevención y control de la contaminación del agua	552
6.5 Mejores técnicas disponibles (MTD) para la combustión de combustibles líquidos	554
6.5.1 Descarga almacenamiento y manipulación de combustibles líquidos y los aditivos.	556
6.5.2 Tratamiento previo de combustibles líquidos utilizados en motores y en turbinas de gas.	557
6.5.3 MTD para calderas alimentadas por combustible líquido. . .	557
6.5.3.1 Eficiencia térmica.	557
6.5.3.2 Emisiones de polvo y metales pesados	559
6.5.3.3 Emisiones de SO ₂	560
6.5.3.4 Emisiones de NO _x	563
6.5.3.5 Monóxido de carbono (CO).	565

	<u>Págs.</u>
6.5.3.6 Amoníaco (NH ₃)	565
6.5.3.7 Contaminación del agua.	565
6.5.3.8 Residuos de la combustión.	567
6.5.4 MTD para las turbinas de gas alimentadas con combustible líquido	568
6.5.5 MTD para motores alimentados con combustible líquido (diésel)	569
6.5.5.1 Eficiencia térmica.	569
6.5.5.2 Emisiones de polvo y de metales pesados	570
6.5.5.3 Emisiones de SO ₂	571
6.5.5.4 Emisiones de NO _x	571
6.5.5.5 Emisiones de CO y de hidrocarburos	572
6.5.5.6 Contaminación del agua.	573
6.6 Técnicas emergentes para la combustión de combustibles líquidos.	573
7 TÉCNICAS DE COMBUSTIÓN PARA COMBUSTIBLES GASEOSOS	575
7.1 Técnicas y procesos aplicados.	575
7.1.1 Descarga, almacenamiento y manipulación de combustibles gaseosos	575
7.1.2 Turbinas de gas (TG)	576
7.1.3 Motores de ignición por compresión	580
7.1.3.1 Motores de encendido por chispa.	581
7.1.3.2 Motores de doble combustible	581
7.1.3.3 Motores de inyección de gas a alta presión.	582
7.1.3.4 Cogeneración con motores de gas	582
7.1.4 Calderas y calentadores alimentados por gas	583
7.1.5 Combustión de ciclo combinado.	585
7.1.5.1 Ciclo combinado con y sin combustión suplementaria (GVRC).	587
7.1.6 Cogeneración	591
7.1.7 Control de emisiones al aire de las turbinas alimentadas por gas y de los ciclos combinados.	594
7.1.7.1 Disminución de emisiones de polvo.	594
7.1.7.2 Disminución de las emisiones de SO ₂	595
7.1.7.3 Disminución de las emisiones de NO _x	595

	<i>Págs.</i>
7.1.8 Control de emisiones de NO _x para turbinas de encendido por chispa (EC) y doble combustible (modo gas)	603
7.1.9 Control de emisiones NO _x para las calderas alimentadas con gas	603
7.1.10 Tratamiento del agua y del agua residual	604
7.1.11 Control de emisiones de ruido	605
7.1.12 Instalaciones de combustión marinas	605
7.1.12.1 Control de las emisiones al aire de las turbinas de gas instaladas en plataformas marinas	608
7.1.12.2 Rendimiento de las turbinas de gas de las plataformas marinas	610
7.2 Ejemplos de técnicas y procesos aplicados	610
7.2.1 Técnicas individuales para reducir las emisiones de las grandes instalaciones de combustión alimentadas por combustible gaseoso	610
7.2.2 Mejora del rendimiento ambiental de las grandes instalaciones de combustión alimentadas con gas	623
7.2.3 Rendimiento ambiental de las nuevas centrales de combustión alimentadas por gas	625
7.2.4 Técnicas para aumentar la adecuación ambiental de las instalaciones de combustión empleadas en plataformas marinas	634
7.3 Niveles de emisión y consumo actuales	646
7.3.1 Visión general del flujo másico	646
7.3.2 Visión general de los combustibles gaseosos utilizados en las grandes instalaciones de combustión	647
7.3.3 Rendimiento de las centrales de combustión alimentadas con combustible gaseoso	647
7.3.4 Emisiones al aire	650
7.3.5 Vertidos al agua	656
7.3.6 Combustión y otros residuos de la central	656
7.3.7 Emisión de ruidos	657
7.4 Técnicas a tener en cuenta en la determinación de las MTD para la combustión de combustibles gaseosos	658
7.4.1 Técnicas para el suministro y la manipulación del combustible gaseoso y de los aditivos líquidos	659
7.4.2 Técnicas para aumentar el rendimiento de las turbinas y calderas alimentadas con combustible gaseoso	660

	<u>Págs.</u>
7.4.3	Técnicas para la prevención y control de emisiones de NO _x y CO 662
7.4.4	Técnicas para la prevención y control de la contaminación del agua 665
7.4.5	Técnicas a considerar en la resolución de MTD para las plataformas marinas 666
7.5	Mejores técnicas disponibles (MTD) para la combustión de los combustibles gaseosos. 669
7.5.1	Suministro y manipulación de combustibles gaseosos y aditivos 670
7.5.2	Eficiencia térmica de las centrales de combustión alimentadas por gas 671
7.5.3	Emisiones de polvo y SO ₂ de las centrales de combustión alimentadas por gas. 675
7.5.4	Emisiones de NO _x y CO de las centrales de combustión alimentadas por gas. 675
	7.5.4.1 Contaminación del agua. 681
	7.5.4.2 Residuos de combustión 681
7.5.5	MTD para instalaciones de combustión que funcionan en plataformas marinas 681
7.6	Técnicas emergentes para la combustión de combustibles gaseosos 684
7.6.1	Combustión catalítica 684
7.6.2	Refrigeración por vapor 685
7.6.3	Nuevos potenciales de desarrollo 685
7.6.4	Opciones de recuperación 686
	7.6.4.1 Turbina de gas con refrigeración intermedia 686
	7.6.4.2 Ciclo TAH 686
	7.6.4.3 Proceso TOPHAT 687
	7.6.4.4 Ciclo TAHC. 687
8	COCOMBUSTIÓN DE RESIDUOS Y COMBUSTIBLE RECUPERADO 689
8.1	Técnicas y procesos aplicados empleados en la cocombustión de combustibles secundarios en grandes instalaciones de combustión 691
8.1.1	Procedimientos de aceptación y aceptación previa 691
8.1.2	Descarga, almacenamiento y manipulación. 691
8.1.3	Tratamiento previo de los combustibles secundarios 692

	<i>Págs.</i>
8.1.3.1 Molienda	692
8.1.3.2 Precombustión	693
8.1.3.3 Secado	693
8.1.3.4 Pirólisis	694
8.1.3.5 Gasificación.	695
8.1.3.6 Metanización.	698
8.1.4 Técnicas para introducir combustibles secundarios en el proceso de combustión	698
8.1.4.1 Mezcla con el combustible principal	698
8.1.4.2 Lanzas independientes o quemadores existentes modificados	700
8.1.4.3 Parrillas especiales.	700
8.1.4.4 Cómo introducir combustibles secundarios en una caldera de lecho fluidizado.	701
8.1.5 Cocombustión de combustible secundarios.	702
8.1.6 Control de las emisiones al aire mediante la cocombustión del combustible secundario	703
8.1.7 Tratamiento del agua y de las aguas residuales	703
8.1.8 Manipulación de los residuos y subproductos de la combustión	704
8.2 Ejemplos de cocombustión de combustibles secundarios	704
8.3 Niveles de emisión y consumo actuales en la cocombustión de combustibles secundarios en grandes instalaciones de combustión	716
8.3.1 Visión general de los combustibles secundarios utilizados en la cocombustión en grandes instalaciones de combustión . . .	716
8.3.2 Grado de combustible secundario con el que se realiza la cocombustión en las grandes instalaciones de combustión . .	719
8.3.3 Efectos generales de la cocombustión del combustible secundario	723
8.3.4 Efectos de la cocombustión en la eficiencia de la central. . .	723
8.3.5 Efecto de la cocombustión en el rendimiento de la central . .	725
8.3.6 Efectos de la cocombustión sobre las emisiones al aire	726
8.3.6.1 Partículas	726
8.3.6.2 Gases ácidos	727
8.3.6.3 Óxidos de carbono.	727
8.3.6.4 Halógenos	727
8.3.6.5 Óxidos de nitrógeno	728
8.3.6.6 Óxidos de azufre.	728
8.3.6.7 COV y dioxinas.	728
8.3.6.8 Metales	729

	<u>Págs.</u>
8.3.6.9 Penacho	730
8.3.6.10 Olor	730
8.3.7 Efectos de la cocombustión sobre los vertidos al agua	731
8.3.8 Efectos de la cocombustión en la calidad de los residuos y subproductos de la combustión	732
8.4 Técnicas a considerar en la determinación de las MTD para la cocombustión de combustibles recuperados y residuos.	735
8.4.1 Técnicas para el almacenamiento y la manipulación de combustibles secundarios polvorientos y con olor	736
8.4.2 Técnicas utilizadas en el tratamiento previo del combustible secundario	737
8.4.3 Técnicas para introducir el combustible secundario en el proceso de combustión	739
8.4.4 Técnicas para la prevención y control de las emisiones atmosféricas por la cocombustión de combustible secundario	740
8.4.5 Técnicas para la prevención y control de la contaminación del agua por la cocombustión de combustible secundario	742
8.4.6 Técnicas para reducir el impacto de la cocombustión sobre los residuos y subproductos de la combustión	743
8.5 Mejores técnicas disponibles (MTD) para la cocombustión de combustibles recuperados o residuos	743
8.5.1 Criterios de aceptación y de preaceptación	746
8.5.2 Almacenamiento y manipulación del combustible secundario	746
8.5.3 Tratamiento previo del combustible secundario	746
8.5.4 Introducción del combustible secundario en el proceso de combustión	747
8.5.5 Emisiones al aire	747
8.5.6 Contaminación del agua	749
8.5.7 Residuos y subproductos de la combustión.	749
8.6 Técnicas emergentes para la cocombustión de combustibles recuperados y residuos	749
9 CONCLUSIONES	751
9.1 Programación temporal del trabajo	751
9.2 Fuentes de información	751
9.3 Grado de consenso.	752
9.4 Recomendaciones para el trabajo futuro	754
REFERENCIAS	757

	<u>Págs.</u>
GLOSARIO	769
10 ANEXOS	783
10.1 Anexo 1: Principios de los ciclos de combustión y conceptos de eficacia	783
10.1.1 Anexo 2: Principios termodinámicos	783
10.1.1.1 Primera ley de la termodinámica	783
10.1.1.2 Segunda ley de la termodinámica	784
10.1.1.3 Entalpía y entropía	784
10.1.1.4 Concepto de reversibilidad	785
10.1.1.5 El ciclo ideal (ciclo de Carnot)	786
10.1.1.6 Propiedades del vapor (vapor de agua)	787
10.1.2 El ciclo de Rankine como ciclo estándar para las centrales eléctricas de vapor	788
10.1.2.1 El ciclo de Rankine externamente irreversible ...	789
10.1.2.2 Mejora del rendimiento del ciclo de Rankine	791
10.1.2.3 Recalentamiento	794
10.1.2.4 Regeneración	795
10.1.3 El ciclo de Joule o de Brayton como ciclo estándar para las turbinas de gas	796
10.1.3.1 Ciclo ideal de Brayton	796
10.1.3.2 Ciclo de Brayton no ideal	798
10.1.3.3 Regeneración	799
10.1.3.4 Compresor de refrigeración intermedia	799
10.1.3.5 Recalentamiento de la turbina	800
10.1.4 Ciclos combinados	801
10.1.5 Cogeneración	803
10.2 Anexo 2. Opciones técnicas para eliminar las emisiones de CO ₂ de los gases de combustión	806
10.2.1 Técnicas de absorción para eliminar el CO ₂ de los gases de combustión	806
10.2.2 Técnicas de absorción utilizadas para eliminar el CO ₂ de los gases de combustión	807
10.2.3 Técnicas criogénicas para eliminar el CO ₂ de los gases de combustión	807
10.2.4 Técnicas de membrana para eliminar el CO ₂ de los gases de combustión	807

	<u>Págs.</u>
10.2.5 Técnica de Carnot para eliminar el CO ₂ de los gases de combustión	808
10.2.6 Comparación entre las distintas opciones de eliminación del CO ₂	808

LISTA DE FIGURAS

	<u>Págs.</u>
Figura 1.1: Fuentes energéticas mundiales en el sector de la generación de energía (1995)	1
Figura 1.2: Consumo de energía para generar electricidad según combustible (1997)	2
Figura 1.3: Organigrama generalizado de una instalación de combustión y las funciones que se realizan en ella	14
Figura 1.4: Partición de los elementos traza durante la combustión de carbón	23
Figura 1.5: Temperatura media del planeta y cantidad de CO ₂ emitido durante el último siglo.	26
Figura 1.6: Cambios de las concentraciones de CO ₂ en la atmósfera.	26
Figura 1.7: Ejemplos de emisiones de CO ₂ en distintos tipos de instalaciones de combustión	28
Figura 1.8: Efluentes de grandes instalaciones de combustión que utilizan combustible fósil.	32
Figura 2.1: Turbina de vapor moderna de una central energética alimentada con carbón.	53
Figura 2.2: Esquema de un ciclo de combustión ideal	53
Figura 2.3: Posible diseño de una central energética	54
Figura 2.4: Diseños de caldera de circulación natural y caldera de paso único	55
Figura 2.5: Costes de inversión específicos y estructura de los diseños de centrales energéticas seleccionados	58
Figura 2.6: Eficiencia ideal (Carnot) comparada con las eficiencias obtenidas con las técnicas de generación de energía térmica que se utilizan en la actualidad	60
Figura 2.7: Transferencia de energía en una central térmica	61
Figura 2.8: Ejemplo que demuestra el método para calcular la eficiencia exergética	63
Figura 2.9: Mejoras en la eficiencia de las centrales energéticas entre 1993 y 2000.	71
Figura 3.1: Visión general de los dispositivos de control de partículas que se utilizan actualmente	78
Figura 3.2: Disposición típica esquemática de un PE.	80
Figura 3.3: Disposición general de un filtro de tela (con un compartimento en el ciclo de depuración).	84
Figura 3.4: Filtro de tela neumático de baja presión	85

	<i>Págs.</i>
Figura 3.5: Diagrama de flujo típico de un sistema venturi	88
Figura 3.6: Lavador con lecho móvil	89
Figura 3.7: Resumen de las tecnologías utilizadas para reducir las emisiones de óxidos de azufre (medidas secundarias)	94
Figura 3.8: Diagrama de flujo esquemático del proceso de DGC con lavador húmedo de cal/caliza	97
Figura 3.9: Distintos tipos de lavadores húmedos con cal/caliza	100
Figura 3.10: Diferentes tipos de absorbedores	102
Figura 3.11: Principios básicos del proceso de depuración con agua marina	106
Figura 3.12: Proceso de depuración con agua marina.	106
Figura 3.13: Proceso de depuración húmeda con amoníaco	108
Figura 3.14: Esquema del proceso de depuración con secadores atomizadores	109
Figura 3.15: Inyección de sorbente en el hogar	114
Figura 3.16: Reacciones de eliminación del SO ₂ durante la inyección de sorbente en el hogar.	114
Figura 3.17: Inyección de sorbente en los conductos.	117
Figura 3.18: Proceso modificado de DGC seca.	120
Figura 3.19: Resumen de las medidas primarias para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno	135
Figura 3.20: Recirculación de los gases de combustión.	138
Figura 3.21: Las tres zonas de combustión y los parámetros más relevantes de un proceso de recombustión	140
Figura 3.22: Comparación entre el carbón, el petróleo y el gas natural como combustibles de recombustión	141
Figura 3.23: Índice de desnitrificación como función del índice de recombustión	142
Figura 3.24: Comparación entre los quemadores de baja emisión de NO _x con aire en etapas convencionales y avanzados	145
Figura 3.25: Quemador con baja emisión de NO _x y recirculación del gas de combustión de gas/petróleo.	145
Figura 3.26: Combustible en etapas en el quemador	146
Figura 3.27: Catalizadores dispuestos en forma de panal de miel o de placas	153
Figura 3.28: Configuración del reactor, los elementos, el módulo y las capas del catalizador	154
Figura 3.29: Tipos de tecnologías de reducción de las emisiones	155
Figura 3.30: Ejemplo de un catalizador RSC instalado en una zona con un alto contenido de polvo	157

	<u>Págs.</u>
Figura 3.31: Costes de inversión de un proceso de RCS en una central de combustión.	158
Figura 3.32: Proceso de RNCS	161
Figura 3.33: Proceso de carbón activo	168
Figura 3.34: Proceso WSA-SNOX.	170
Figura 3.35: Proceso DESONOX	171
Figura 3.36: Balance de masa de metales pesados, fluoruro y cloruro en centrales de combustión alimentadas con carbón	176
Figura 3.37: Aumento de la eficiencia de las tecnologías de generación de energía durante los últimos 50 años.	185
Figura 3.38: Emisiones de CO ₂ en relación a la eficiencia	185
Figura 3.39: Emisiones específicas de CO ₂ en relación al tamaño de las instalaciones.	186
Figura 3.40: Emisiones de CO ₂ de las tecnologías actuales	187
Figura 3.41: Central de tratamiento de aguas residuales de la DGC	192
Figura 3.42: Dos tipos de control de emisiones	205
Figura 3.43: Ejemplo de control del proceso y supervisión de las emisiones a la atmósfera en las centrales energéticas	205
Figura 4.1: Centrales eléctricas alimentadas con carbón y lignito en los países de la UE-15	225
Figura 4.2: Capacidad y antigüedad de las centrales eléctricas alimentadas con carbón y lignito en los países de la UE-15	225
Figura 4.3: Antigüedad de las centrales eléctricas alimentadas con carbón y lignito en los países de la UE-15	226
Figura 4.4: Media ponderada de edad según la capacidad de las centrales eléctricas alimentadas con carbón y lignito de los países de la UE-15	226
Figura 4.5: Molino de bolas para carbón	232
Figura 4.6: Molino de carbón de cilindros y guías.	233
Figura 4.7: Molino de viento para la molienda de lignito	235
Figura 4.8: Nueva gran central energética alimentada con lignito y equipada con una torre de refrigeración húmeda	236
Figura 4.9: Ejemplos de calderas de fondo seco y fondo húmedo en funcionamiento en la UE.	238
Figura 4.10: Diferentes tipos de quemadores de carbón (sistemas principales utilizados)	239
Figura 4.11: Hogar con combustión tangencial.	240
Figura 4.12: Esquema de una caldera de lecho fluidizado burbujeante y de una caldera de lecho fluidizado circulante.	241
Figura 4.13: Caldera de combustión en lecho fluidizado circulante para la combustión de carbón con bajo contenido de azufre.	242

	<u>Págs.</u>
Figura 4.14: Esquema de un sistema de combustión en lecho fluidizado burbujeante a presión	246
Figura 4.15: Combustión en parrilla móvil con carbón.	247
Figura 4.16: Características principales de un CCGI con inyección de oxígeno	248
Figura 4.17: Diagrama de flujo de una central energética con CCGI en funcionamiento en España	249
Figura 4.18: Aplicación de tecnologías de DGC en una central existente .	256
Figura 4.19: Sistema de DGC húmeda con torre de pulverización.	257
Figura 4.20: Desplazamiento del calor en una unidad de DGC	257
Figura 4.21: Caldera de grandes dimensiones alimentada con lignito que emplea medidas primarias para reducir las emisiones de NO _x	258
Figura 4.22: Relación entre los NO _x , el CO y el exceso de aire en varias secciones de una caldera de 150 MW _{el} alimentada con lignito	259
Figura 4.23: Almacén cerrado de yeso	266
Figura 4.24: Principio del aire en etapas axial y radial	271
Figura 4.25: Emisiones de NO _x según la estequiometría del quemador y el sistema de combustión.	271
Figura 4.26: Comparación de los niveles de NO _x de algunas centrales energéticas	272
Figura 4.27: Quemador de combustión vertical con precalentamiento del combustible.	274
Figura 4.28: Cambios en la caldera existente al aplicar la recombustión que utiliza carbón tanto para la combustión como para la recombustión	279
Figura 4.29: Quemador de turbulencia por etapas integrado en una caldera de combustión opuesta	281
Figura 4.30: Emisiones de NO _x de varias calderas instaladas en centrales remodeladas.	282
Figura 4.31: Rendimiento de un quemador de turbulencia con distintos combustibles.	283
Figura 4.32: Tecnología de lecho fluidizado caliente («Ignifluid»)	285
Figura 4.33: Central de combustión en lecho fluidizado circulante para lignito con un alto contenido de azufre.	288
Figura 4.34: Sistema informático de optimización	294
Figura 4.35: Caracterización de las condiciones de combustión con sistemas avanzados de supervisión	296

	<u>Págs.</u>
Figura 4.36: Resultados obtenidos en las calderas de arco (antracita) y de combustión frontal (carbón bituminoso + lignito) con carbón pulverizado	298
Figura 4.37: Mejora de la eficiencia	305
Figura 4.38: Caldera alimentada con carbón que funciona junto con un ciclo combinado con una turbina de gas	310
Figura 4.39: Caldera de combustión industrial en lecho fluidizado circulante	320
Figura 4.40: Influencia de la calidad del carbón en el rendimiento de la central de combustión	327
Figura 4.41: Eficiencia total de las centrales de combustión alimentadas con carbón en Europa en relación con su capacidad	327
Figura 4.42: Eficiencia total de las centrales de combustión alimentadas con carbón en Europa en relación con el año de construcción	328
Figura 4.43: Eficiencia mejorada de una central energética alimentada con carbón: medidas individuales	330
Figura 4.44: Eficiencia mejorada de una central energética alimentada con carbón: desarrollo de los materiales	330
Figura 4.45: Generación anual de productos de combustión del carbón en una central energética de 750 MWe alimentada con carbón en funcionamiento durante 6.000 horas a carga máxima (total de productos de combustión del carbón = 154.000 toneladas)	351
Figura 4.46: Generación de productos de combustión del carbón en la UE-15 en 1999	351
Figura 4.47: Utilización y eliminación de los productos de combustión del carbón en la UE-15 en 1999 [90, ECOBA v. Berg, 1999].	352
Figura 4.48: Utilización y eliminación de los productos de combustión del carbón en la UE-15 en 1999	353
Figura 4.49: Visión general del uso de los productos de combustión del carbón en la UE-15 en 1999	354
Figura 4.50: Central piloto de secado de lignito	398
Figura 5.1: Sistema de manipulación de turba, madera y carbón	402
Figura 5.2: Combustión en parrilla con esparcidor-cargador para combustibles sólidos.	405
Figura 5.3: Caldera de lecho fluidizado circulante	409
Figura 5.4: Gasificador Foster Wheeler	410
Figura 5.5: Caldera industrial de CLF con un ciclón multientrada aplicada a la cocombustión	413

	<u>Págs.</u>
Figura 5.6: Efecto de la cocombustión de la biomasa en las emisiones de SO ₂ (500 MW _{th} , 1,2% de azufre en carbón)	414
Figura 5.7: Flujo del material del lecho y del combustible en una caldera de CLFC que utiliza biomasa como combustible	419
Figura 5.8: Caldera de CLFB construida a partir de una caldera de turba pulverizada.	425
Figura 5.9: Central de combustión basada en el quemado de paja	434
Figura 5.10: Ejemplo del flujo másico de una caldera de CLFC de turba	441
Figura 6.1: Caldera de fuelóleo pesado	484
Figura 6.2: Proceso de DGC húmeda aplicado a una caldera alimentada mediante HFO	496
Figura 6.3: Sistema de RCS aplicado a una central de combustión de motor fijo	505
Figura 6.4: Central eléctrica mejorada alimentada con fuelóleo pesado con sistema de RCS, DGC húmeda y un sistema de desplazamiento de calor	513
Figura 6.5: Central eléctrica de calefacción de distrito que utiliza una turbina combinada de gas-vapor y que se alimenta de fuelóleo pesado y gas natural	520
Figura 6.6: Contenidos en azufre y nitrógeno en HFO (residuos al vacío) de acuerdo con su origen geográfico	527
Figura 7.1: Red europea de gas natural.	575
Figura 7.2: Modos de combustión de las turbinas de gas:situación en el mundo.	577
Figura 7.3: Unidades de generación de electricidad con turbinas de gas industriales	578
Figura 7.4: Turbina de gas (159 MW) con cámara de combustión de silo	578
Figura 7.5: Primera hilera de los álabes de la turbina antes y después de proceder a su limpieza	579
Figura 7.6: Motor alimentado con gas natural	582
Figura 7.7: Central eléctrica de ciclo combinado con turbina de gas.	585
Figura 7.8: Central eléctrica de ciclo combinado con turbina de gas, de reciente construcción en Bélgica	587
Figura 7.9: Esquema de una central eléctrica de ciclo combinado con un generador de vapor de recuperación de calor (GVRC)	588
Figura 7.10: Esquema de una central eléctrica combinada de ciclo superior.	589
Figura 7.11: Reducción de NO _x mediante inyección de vapor o de agua	597
Figura 7.12: Esquema de una cámara de combustión ANS	599
Figura 7.13: Diseño GVRC e instalación de RCS	600
Figura 7.14: Instalación de RCS con flujo vertical	601

	<u>Págs.</u>
Figura 7.15: Plataforma petrolífera del Mar del Norte.	606
Figura 7.16: Dibujo esquemático del principio en que se basa el ciclo Cheng de inyección de vapor	618
Figura 7.17: Emisión de NO_x y CO como una función de la relación de vapor	619
Figura 7.18: Representación esquemática del sistema catalizador	621
Figura 7.19: Emisiones de NO_x en las turbinas de gas instaladas en plataformas marinas con una cámara de combustión ANS.	640
Figura 7.20: Diagrama de flujo de la unidad eléctrica y de calor de ciclo combinado en plataformas marinas	643
Figura 7.21: Ejemplo de una central eléctrica de ciclo combinado instalada sobre una plataforma marina de la plataforma continental Noruega	644
Figura 7.22: Diagrama de Grassmann de una turbina de gas con GVRC	646
Figura 8.1: Gasificador de CLF conectado con una caldera alimentada con carbón.	696
Figura 8.2: Diagrama de flujo del concepto de gasificador	696
Figura 8.3: Gasificación de la madera con limpieza de gas	697
Figura 8.4: Cocombustión de carbón y lodos de aguas residuales	699
Figura 8.5: Parrillas internas en calderas alimentadas con carbón pulverizado.	701
Figura 8.6: Inyección de carbón activo en el canal de los gases de combustión desde un CLFC con cocombustión de lodos de aguas residuales.	714
Figura 10.1: Ciclo ideal de Carnot	786
Figura 10.2: El ciclo ideal de Rankine	879
Figura 10.3: Desviación de un ciclo real de energía de vapor con respecto al ciclo ideal de Rankine	790
Figura 10.4: Efecto obtenido al disminuir la presión del condensador en el ciclo ideal de Rankine	792
Figura 10.5: Efecto de sobrecalentar el vapor a temperaturas más elevadas en el ciclo ideal de Rankine	792
Figura 10.6: Efecto de aumentar la presión de la caldera en el ciclo ideal de Rankine	793
Figura 10.7: Ciclo de Rankine supercrítico	793
Figura 10.8: Ciclo de recalentamiento ideal de Rankine	794
Figura 10.9: Ciclo regenerativo ideal de Rankine con un calentador de agua de alimentación cerrado	795
Figura 10.10: Motor de turbina de gas de ciclo cerrado	797
Figura 10.11: Diagramas $T-s$ y $P-v$ para el ciclo ideal de Brayton.	797

	<u>Págs.</u>
Figura 10.12:Desviación de un ciclo real de turbina de gas con respecto al ciclo ideal de Brayton como resultado de la existencia de procesos irreversibles.	798
Figura 10.13:Eficiencia térmica del ciclo de Brayton como una función de la relación de presiones (r_p) y de la temperatura (T_3)	799
Figura 10.14:Ciclos recuperativo y de refrigeración por evaporación.	800
Figura 10.15:Ciclo de refrigeración intermedia	800
Figura 10.16:Ciclo de recalentamiento	801
Figura 10.17:Central ideal de cogeneración	805
Figura 10.18:Central de cogeneración con cargas ajustables	805

LISTA DE TABLAS

	<u>Págs.</u>	
Tabla 1.1:	Capacidad eléctrica instalada en los Estados miembros de la UE-15 [58, Eurelectric, 2001]	3
Tabla 1.2:	Producción bruta de energía eléctrica en los Estados miembros de la UE en 1997.	4
Tabla 1.3:	Resumen del balance energético europeo desde 1990 hasta 2030 (perspectiva energética estimada)	6
Tabla 1.4:	Resumen del balance energético europeo desde 1990 hasta 2030 (perspectiva energética estimada)	7
Tabla 1.5:	Vías de emisión potenciales según el tipo de fuente y de sustancia.	15
Tabla 1.6:	Contribuciones de emisiones de grandes instalaciones de combustión de diferentes categorías al total de emisiones a la atmósfera de las instalaciones IPPC en funcionamiento en la UE-15 en 2001, según el Registro Europeo de las Emisiones Contaminantes 2001 (EPER)	19
Tabla 1.7:	Contenido de nitrógeno en el combustible	21
Tabla 1.8:	Emisiones anuales de metales pesados procedentes de instalaciones de combustión de la UE-15 en 1990.	25
Tabla 1.9:	Gases de efecto invernadero: . . cambios en la concentración, contribución al calentamiento del planeta y fuentes principales	27
Tabla 1.10:	Factores de emisión específicos del CO ₂ de los principales combustibles utilizados en las grandes instalaciones de combustión	28
Tabla 1.11:	Emisiones de gases de efecto invernadero y eliminación/reducción de las emisiones en 1996	29
Tabla 1.12:	Lista de contaminantes hídricos procedentes de grandes instalaciones de combustión	34
Tabla 2.1:	Producción combinada de calor y electricidad en la UE-15 y producción combinada de calor y electricidad como porcentaje de la generación de energía térmica y del total de energía eléctrica en 1998	51
Tabla 2.2:	Ejemplos de la eficiencia energética y exergética de distintos tipos de instalaciones de combustión	64
Tabla 2.3:	Ejemplos del efecto de las condiciones climáticas europeas en la pérdida de eficiencia de las centrales energéticas	67
Tabla 3.1:	Medidas primarias para el control de emisiones	76

	<u>Págs.</u>
Tabla 3.2:	Funcionamiento general de los dispositivos de limpieza de partículas 91
Tabla 3.3:	DGC en grandes instalaciones de combustión de la UE-15. . 95
Tabla 3.4:	Comparación entre la oxidación forzada y la oxidación natural 99
Tabla 3.5:	Rendimiento general de la depuración húmeda con cal/caliza para reducir las emisiones de óxido de azufre 126
Tabla 3.6:	Rendimiento general de la depuración con agua marina para reducir las emisiones de óxido de azufre 127
Tabla 3.7:	Rendimiento general de la depuración por secadores atomizadores para reducir las emisiones de óxido de azufre 128
Tabla 3.8:	Rendimiento general de diferentes técnicas de inyección de sorbente para reducir las emisiones de óxido de azufre . . . 130
Tabla 3.9:	Rendimiento general de las técnicas de regeneración para reducir las emisiones de óxido de azufre 132
Tabla 3.10:	Sistemas de desnitrificación (medidas secundarias que no incluyen medidas primarias) en grandes instalaciones de combustión de la UE-15. 134
Tabla 3.11:	Rendimiento general de las medidas primarias para reducir las emisiones de NO _x 148
Tabla 3.12:	Rendimiento general de las medidas primarias para reducir las emisiones de NO _x 150
Tabla 3.13:	Estimación de los costes de las unidades de RCS en centrales energéticas en función del volumen de gas de combustión . . 159
Tabla 3.14:	Rendimiento general de las medidas secundarias para reducir las emisiones de NO _x 164
Tabla 3.15:	Rendimiento general de diferentes técnicas de inyección de sorbente para reducir las emisiones de óxido de azufre/óxidos de nitrógeno 174
Tabla 3.16:	Ejemplo de la capacidad y las características termodinámicas de diferentes sistemas de refrigeración para la industria energética 202
Tabla 4.1:	Tipos de molinos con distintas calidades de carbón. 233
Tabla 4.2:	Ejemplos de la reutilización de residuos y subproductos de la combustión del carbón y el lignito. 268
Tabla 4.3:	Análisis de distintos carbones. 275
Tabla 4.4:	Resumen de las emisiones registradas (con un 6% de O ₂). . . 284
Tabla 4.5:	Costes de una caldera Ignifluid. 286
Tabla 4.6:	Emisiones habituales de NO _x y SO ₂ en centrales de combustión en lecho fluidizado circulante 290

	<u>Págs.</u>
Tabla 4.7: Aplicación de la tecnología de control avanzado en calderas alimentadas con carbón	297
Tabla 4.8: Reducciones habituales de las emisiones de NO _x en centrales energéticas con carbón pulverizado que aplican esta tecnología de control	297
Tabla 4.9: Comparación de los datos relevantes sobre el funcionamiento de la central antes y después de aplicar las nuevas medidas primarias de control de NO _x	301
Tabla 4.10: Medición de las emisiones a la atmósfera en 1999	302
Tabla 4.11: Características medias del carbón	303
Tabla 4.12: Concentración de impurezas de las aguas residuales procedentes del tratamiento de condensación y otras fuentes del proceso de generación de vapor	303
Tabla 4.13: Concentración de impurezas de las aguas residuales procedentes del proceso de desulfuración	303
Tabla 4.14: Emisiones a la atmósfera calculadas en 1999	306
Tabla 4.15: Características del lignito utilizado	307
Tabla 4.16: Consumo de los materiales auxiliares más importantes en 1999	307
Tabla 4.17: Concentraciones de impurezas en las aguas residuales después de pasar por la central de tratamiento	308
Tabla 4.18: Residuos generados en 1999	308
Tabla 4.19: Inversiones para la renovación de la central	309
Tabla 4.20: Datos del rendimiento con diferentes modos de funcionamiento	310
Tabla 4.21: Niveles de emisión registrados en 1999	313
Tabla 4.22: Consumo de los materiales auxiliares más relevantes en 1999	313
Tabla 4.23: Concentraciones de contaminantes en las aguas residuales de la central de desulfuración después del tratamiento	314
Tabla 4.24: Residuos generados en 1999	314
Tabla 4.25: Niveles de emisión registrados en 1999	317
Tabla 4.26: Consumo de los materiales auxiliares más relevantes en 1999	317
Tabla 4.27: Concentraciones de impurezas del efluente del sistema de refrigeración	317
Tabla 4.28: Concentraciones de impurezas en las aguas residuales procedentes de la central de desulfuración después del tratamiento	318
Tabla 4.29: Residuos generados en 1999	318

	<u>Págs.</u>
Tabla 4.30: Comparación de los niveles de emisión de contaminantes registrados y garantizados por el fabricante en tres calderas de lecho fluidizado alimentadas con carbón en funcionamiento en Polonia	321
Tabla 4.31: Análisis indicativo de carbones habituales (práctica general)	325
Tabla 4.32: Concentraciones de metales pesados y elementos traza en carbones procedentes de distintas regiones	325
Tabla 4.33: Eficiencias energéticas típicas (PCI_{net}) de distintas tecnologías para grandes instalaciones de combustión	328
Tabla 4.34: Efecto de las características del vapor en las eficiencias de varias técnicas de combustión	329
Tabla 4.35: Emisiones (concentración) a la atmósfera de centrales de combustión alimentadas con carbón en condiciones normales de funcionamiento y carga constante	332
Tabla 4.36: Emisiones específicas a la atmósfera de centrales de combustión alimentadas con carbón en condiciones normales de funcionamiento y carga constante	334
Tabla 4.37: Emisiones a la atmósfera de centrales de combustión alimentadas con lignito en condiciones normales de funcionamiento y carga constante	335
Tabla 4.38: Emisiones específicas a la atmósfera de centrales de combustión alimentadas con lignito en condiciones normales de funcionamiento y carga constante	337
Tabla 4.39: Nivel de emisiones de NO_x en centrales existentes sin medidas secundarias	338
Tabla 4.40: Balances de masa combinados de los metales pesados en varios tipos de centrales energéticas	338
Tabla 4.41: Recorrido de los metales pesados en centrales de combustión alimentadas con carbón	340
Tabla 4.42: Contenido de mercurio en carbón de distintos orígenes	341
Tabla 4.43: Contenido de mercurio en los gases de combustión después del PE	341
Tabla 4.44: Niveles de emisión de N_2O que se incluyen en distintos textos especializados	342
Tabla 4.45: Niveles de emisión de HCl y HF en instalaciones con y sin medidas secundarias	343
Tabla 4.46: Niveles de emisión de dioxinas y HAP de la combustión de distintos combustibles	343
Tabla 4.47: Emisiones al agua de centrales de combustión alimentadas con carbón	344

	<u>Págs.</u>
Tabla 4.48: Emisiones al agua de centrales de combustión alimentadas con carbón.	345
Tabla 4.49: Emisiones al agua de cuatro centrales de combustión alimentadas con carbón.	346
Tabla 4.50: Emisiones al agua de cuatro centrales de combustión alimentadas con carbón.	347
Tabla 4.51: Emisiones al agua de centrales de combustión alimentadas con lignito.	349
Tabla 4.52: Emisiones al agua de centrales de combustión alimentadas con lignito.	349
Tabla 4.53: Metales pesados presentes en el carbón y algunos residuos de combustión del carbón (estos datos deben considerarse ejemplos, ya que pueden variar enormemente dependiendo del tipo de carbón utilizado y de la instalación).	353
Tabla 4.54: Aporte y generación de metales en las centrales de combustión alimentadas con carbón (estos datos deben considerarse ejemplos, ya que pueden variar enormemente dependiendo del tipo de carbón utilizado y de la instalación)	355
Tabla 4.55: Técnicas a tener en cuenta para la descarga, el almacenamiento y la manipulación del combustible	357
Tabla 4.56: Técnicas a tener en cuenta para el pretratamiento del combustible.	359
Tabla 4.57: Técnicas a tener en cuenta para aumentar la eficiencia y la utilización del combustible	361
Tabla 4.58: Técnicas a tener en cuenta para aumentar la eficiencia . . .	362
Tabla 4.59: Técnicas a tener en cuenta para prevenir y controlar las emisiones de partículas y metales pesados	364
Tabla 4.60: Técnicas a tener en cuenta para prevenir y controlar las emisiones de SO ₂	366
Tabla 4.61: Técnicas a tener en cuenta para prevenir y controlar las emisiones de SO ₂	366
Tabla 4.62: Técnicas a tener en cuenta para prevenir y controlar las emisiones de NO _x y N ₂ O	368
Tabla 4.63: Técnicas a tener en cuenta para prevenir y controlar las emisiones de NO _x y N ₂ O	370
Tabla 4.64: Técnicas a tener en cuenta para prevenir y controlar la contaminación del agua.	371
Tabla 4.65: MTD en materia de descarga, almacenamiento y manipulación de carbón, lignito y aditivos.	375
Tabla 4.66: Niveles de eficiencia térmica relacionados con la aplicación de medidas consideradas MTD	379

	<u>Págs.</u>
Tabla 4.67: MTD para eliminar las partículas de los efluentes gaseosos de las centrales de combustión que utilizan carbón y lignito	380
Tabla 4.68: MTD para la prevención y el control de dióxidos de azufre de las centrales de combustión alimentadas con carbón y lignito	385
Tabla 4.69: MTD para la prevención y el control de las emisiones de óxidos de nitrógeno en centrales de combustión alimentadas con carbón y lignito	390
Tabla 4.70: MTD para el tratamiento de las aguas residuales.	395
Tabla 4.71: Niveles de emisión asociados al uso de las MTD - centrales de tratamiento de las aguas residuales de la DGC, proporcionados a modo de una muestra compuesta representativa de 24 h.	396
Tabla 5.1: Resumen de los resultados del estudio de un caso práctico. .	423
Tabla 5.2: Principales características de los combustibles utilizados en los experimentos de cocombustión	427
Tabla 5.3: Calidad de los combustibles molidos con diferentes proporciones de biomasa	427
Tabla 5.4: Emisiones atmosféricas: . . comparación de las cinco pruebas de cocombustión con la combustión de carbón.	428
Tabla 5.5: Características del carbón y de las virutas de madera y concentraciones máximas permitidas de impurezas en las virutas de madera	429
Tabla 5.6: Valores medidos de las emisiones para la cocombustión de virutas de madera residual	430
Tabla 5.7: Emisiones al aire en 1999	432
Tabla 5.8: Características de la madera quemada	432
Tabla 5.9: Cantidades de cenizas generadas en 1999	432
Tabla 5.10: Datos correspondientes a tres centrales danesas de combustión de paja	435
Tabla 5.11: Costes de las tres centrales danesas de combustión de paja. .	436
Tabla 5.12: Datos técnicos correspondientes a las tres centrales ejemplo	436
Tabla 5.13: Emisiones atmosféricas medidas en 2000/2001	439
Tabla 5.14: Contribución de los distintos tipos de combustible al consumo total de combustible en la central B	440
Tabla 5.15: Propiedades medias de los diferentes tipos de combustibles sólidos derivados de maderas	443
Tabla 5.16: Comparación de la turba molida con otros combustibles fósiles usados normalmente en grandes centrales.	446

	<u>Págs.</u>
Tabla 5.17: Emisiones al aire de las centrales de combustión de biomasa (los datos corresponden a determinados combustibles de biomasa y puede que no sean representativos)	449
Tabla 5.18: Emisiones específicas al aire de las centrales de combustión de biomasa	450
Tabla 5.19: Emisiones al aire de las centrales de combustión de turba. .	451
Tabla 5.20: Emisiones específicas al aire de las centrales de combustión de turba	452
Tabla 5.21: Técnicas para la descarga, almacenamiento y manipulación del combustible.	455
Tabla 5.22: Técnicas para el tratamiento previo del combustible	457
Tabla 5.23: Técnicas de combustión	458
Tabla 5.24: Técnicas para aumentar el rendimiento.	459
Tabla 5.25: Técnicas para la prevención y control de las emisiones de polvo y metales pesados.	460
Tabla 5.26: Técnicas para la prevención y control de las emisiones de SO ₂ de las instalaciones de combustión de turba.	461
Tabla 5.27: Técnicas para la prevención y control de las emisiones de NO _x y N ₂ O	462
Tabla 5.28: Técnicas para la prevención y control de la contaminación del agua	463
Tabla 5.29: Técnicas para la manipulación, reducción y reutilización de los residuos de la combustión	464
Tabla 5.30: MTD para la descarga, almacenamiento y manipulación de carbón, lignito y aditivos	467
Tabla 5.31: Niveles de eficiencia térmica asociados con la aplicación de medidas MTD.	471
Tabla 5.32: MTD para eliminar el polvo de los gases derivados de las centrales de combustión alimentadas por biomasa y turba .	472
Tabla 5.33: MTD para la prevención y el control de los dióxidos de azufre de las centrales de combustión de turba.	474
Tabla 5.34: MTD para la prevención y el control de formación de óxido de nitrógeno en las centrales de combustión alimentadas por biomasa y turba.	476
Tabla 5.35: MTD para la reducción de la contaminación por aguas residuales	479
Tabla 6.1: Aplicación de la tecnología de control avanzado presentada anteriormente en las calderas alimentadas por combustible líquido.	511
Tabla 6.2: Emisiones atmosféricas en 1998.	514
Tabla 6.3: Consumo de materiales auxiliares importantes en 1998. . .	514

	<u>Págs.</u>
Tabla 6.4: Concentraciones de impurezas en el agua residual correspondientes a la central de desulfuración después del tratamiento.	515
Tabla 6.5: Residuos generados en el año 1998.	516
Tabla 6.6: Emisiones atmosféricas de la caldera (operación única) en 1998	518
Tabla 6.7: Emisiones atmosféricas correspondientes al funcionamiento en ciclo combinado en 1998	518
Tabla 6.8: Concentraciones de impurezas en el agua residual neutralizada correspondiente al tratamiento del sistema de alimentación de agua.	519
Tabla 6.9: Resumen de las emisiones medidas	521
Tabla 6.10: Emisiones medidas al agua después del tratamiento de la limpieza de los gases de combustión.	522
Tabla 6.11: Inversión y costes de funcionamiento de las técnicas de disminución aplicadas	523
Tabla 6.12: Niveles de emisión en centrales eléctricas de HFO y diésel equipadas con un sistema de RCS	524
Tabla 6.13: Características generales de los combustibles líquidos	525
Tabla 6.14: Propiedades químicas de varios combustibles líquidos pesados característicos	526
Tabla 6.15: Propiedades de la orimulsión	526
Tabla 6.16: Emisiones al aire efectuadas por centrales de combustión alimentadas con combustible líquido en funcionamiento normal con carga constante.	529
Tabla 6.17: Niveles de emisión de dioxinas y HAP derivados de la combustión de diferentes tipos de combustible	530
Tabla 6.18: Disminución de las emisiones de NO _x para diferentes quemadores con bajas emisiones de NO _x	530
Tabla 6.19: Control de las emisiones de NO _x en generadores de calor.	530
Tabla 6.20: Emisiones de partículas en motores alimentados con combustible líquido	531
Tabla 6.21: Emisiones habituales de NO _x alcanzables con ciertas modificaciones en el motor	531
Tabla 6.22: Empleo de un motor con emisiones de NO _x optimizadas.	532
Tabla 6.23: Emisiones de NO _x medidas en centrales de motores diésel con RCS (mg/Nm ³)	532
Tabla 6.24: Método principal: adición de agua	533
Tabla 6.25: Emisiones al agua de centrales de combustión alimentadas por combustible líquido en funcionamiento normal con carga constante	534

	<u>Págs.</u>
Tabla 6.26: Emisiones al agua de centrales de combustión alimentadas por combustible líquido en funcionamiento normal con carga constante	534
Tabla 6.27: Residuos derivados del acondicionamiento del agua bruta . .	535
Tabla 6.28: Residuos derivados del tratamiento del agua residual Eurelectric	535
Tabla 6.29: Análisis de las cenizas de fondo en dos centrales distintas . .	536
Tabla 6.30: Análisis de las cenizas volantes en cuatro centrales distintas	537
Tabla 6.31: Análisis de la torta de filtración de tres centrales distintas .	538
Tabla 6.32: Ejemplo del análisis elemental de una torta de filtración de una prensa de filtrado perteneciente a una planta de tratamiento de aguas residuales utilizada en una central eléctrica alimentada con HFO.	539
Tabla 6.33: Técnicas para la descarga, almacenamiento y manipulación del combustible líquido y los aditivos	541
Tabla 6.34: Técnicas para aumentar el rendimiento de las calderas alimentadas por combustible líquido	543
Tabla 6.35: Técnicas para aumentar el rendimiento de las calderas alimentadas por combustible líquido (continuación de la Tabla 6.28)	545
Tabla 6.36: Técnicas para la prevención y control de las emisiones de polvo y materiales pesados	546
Tabla 6.37: Técnicas (medidas primarias) para la prevención y control de las emisiones de SO ₂	547
Tabla 6.38: Técnicas (medidas secundarias) para la prevención y control de las emisiones de SO ₂	548
Tabla 6.39: Técnicas para la prevención y control de las emisiones de NO _x y N ₂ O	550
Tabla 6.40: Técnicas para la prevención y control de la contaminación del agua	552
Tabla 6.41: MTD para la descarga, almacenamiento y manipulación de combustibles líquidos y aditivos	556
Tabla 6.42: MTD para eliminar el polvo de los gases emitidos por las centrales de combustión alimentadas con combustible líquido.	560
Tabla 6.43: MTD para la prevención y el control de dióxido de azufre para las centrales de combustión de combustible líquido . . .	562
Tabla 6.44: MTD para la prevención y control de emisiones de óxidos de nitrógeno para las centrales de combustión alimentadas con combustible líquido	564

	<u>Págs.</u>
Tabla 6.45: Niveles de emisión asociados con el uso de una planta de tratamiento de aguas residuales de la DGC considerada MTD, dada como una muestra compuesta representativa tomada durante 24 horas	566
Tabla 6.46: MTD para el tratamiento del agua residual.	567
Tabla 6.47: MTD para la eliminación de polvo de los gases de las centrales con motores de cuatro tiempos mediante medidas primarias del motor	571
Tabla 6.48: Niveles de emisión de NO _x asociados a las MTD para las plantas con motores alimentados con combustible líquido y con un sistema de RCS como MTD	573
Tabla 7.1: Comparación indicativa de la cogeneración con la generación separada de electricidad y calor	593
Tabla 7.2: Comparación de los costes de control de emisiones de NO _x en los años 1993 y 1999 para turbinas de gas (no se han considerado los costes de mejora)	601
Tabla 7.3: Emisión de NO _x y CO aplicando el sistema de inyección de agua a una turbina de gas.	611
Tabla 7.4: Concentraciones medidas de las emisiones producidas por una turbina de gas dotada de una cámara de combustión con bajas emisiones de NO _x	613
Tabla 7.5: Emisiones de NO _x medidas utilizando un sistema de RCS en una turbina de gas	615
Tabla 7.6: Datos de funcionamiento utilizando un sistema de RCS con una turbina de gas	615
Tabla 7.7: Coste de los componentes del sistema RCS para una turbina de gas	615
Tabla 7.8: Costes asociados con un sistema de RCS para una turbinas de gas	616
Tabla 7.9: Niveles de emisión de dos centrales eléctricas de motor alimentadas con gas equipado con un sistema de RCS	617
Tabla 7.10: Emisiones de NO _x logradas y eficiencia térmica asociada con una turbina de combustor convencional con una inyección de combustible modificada	619
Tabla 7.11: Costes y peso para un sistema basado en el ciclo Cheng de inyección de vapor sobre un paquete GE LM 2500	620
Tabla 7.12: Emisiones al aire medidas en 1999.	624
Tabla 7.13: Modos de funcionamiento de la turbina de gas y combustión auxiliar	626
Tabla 7.14: Emisiones atmosféricas medidas en 1998	626

	<u>Págs.</u>
Tabla 7.15: Consumo de los suministros auxiliares más importantes en el año 1999	627
Tabla 7.16: Rendimientos de una central eléctrica de ciclo combinado sin combustión auxiliar	628
Tabla 7.17: Emisiones emitidas a la atmósfera en el año 1999	630
Tabla 7.18: Consumo de los suministros auxiliares más importantes en el año 1999	630
Tabla 7.19: Niveles de emisión medidos en 1999.	632
Tabla 7.20: Consumo de los suministros auxiliares más importantes en el año 1999	632
Tabla 7.21: Concentraciones de impurezas en el agua residual de la central eléctrica	633
Tabla 7.22: Visión general de los combustibles gaseosos más importantes utilizados en las grandes instalaciones de combustión	647
Tabla 7.23: Ejemplo de composición del gas natural crudo correspondiente a un campo petrolífero del Mar del Norte	648
Tabla 7.24: Visión general de los rendimientos de las grandes instalaciones de combustión alimentadas con gas	649
Tabla 7.25: Parámetros seleccionados y niveles de emisión de NO _x para las nuevas turbinas de gas	651
Tabla 7.26: Emisiones de NO _x para régimen estacionario con motor a plena carga	653
Tabla 7.27: Emisiones a la atmósfera emitidas por las centrales de combustión alimentadas con combustible gaseoso.	654
Tabla 7.28: Técnicas para el suministro y la manipulación del combustible gaseoso y de los aditivos líquidos	659
Tabla 7.29: Técnicas para aumentar el rendimiento de las turbinas y calderas alimentadas con combustible gaseoso	660
Tabla 7.30: Técnicas para la prevención y control de las emisiones de NO _x y CO	662
Tabla 7.31: Técnicas para la prevención y control de las emisiones de NO _x y CO	664
Tabla 7.32: Técnicas para la prevención y control de la contaminación del agua	665
Tabla 7.33: Técnicas a considerar en la resolución de MTD para las plataformas marinas	666
Tabla 7.34: MTD para el suministro y la manipulación de los combustibles gaseosos	671
Tabla 7.35: Rendimiento de las centrales de combustión alimentadas con gas asociadas al empleo de las MTD (basadas en condiciones ISO).	674

	<i>Págs.</i>
Tabla 7.36: MTD para la reducción de las emisiones de NO _x y CO para algunas centrales de combustión alimentadas por gas	678
Tabla 7.37: MTD para la reducción de las emisiones de NO _x y CO de algunas centrales de combustión alimentadas por gas	679
Tabla 8.1: Calidad media de la antracita y de los lodos de las aguas residuales antes y durante la cocombustión.	706
Tabla 8.2: Concentraciones de impurezas en los gases de combustión con y sin cocombustión.	707
Tabla 8.3: Calidad de los residuos con y sin cocombustión	708
Tabla 8.4: Emisiones atmosférica para la cocombustión de lodos de las aguas residuales y para la combustión aislada de antracita durante un periodo de prueba de 10 semanas durante el año 1996	711
Tabla 8.5: Análisis elemental de los lodos de las aguas residuales correspondientes a dos de las centrales de aguas residuales	712
Tabla 8.6: Rangos de concentración de impurezas en los lodos de las aguas residuales correspondientes a diferentes centrales de aguas residuales durante el periodo de pruebas	712
Tabla 8.7: Características del lignito y de los lodos de las aguas residuales	715
Tabla 8.8: Tipos de combustibles secundarios utilizados en cocombustión en las grandes instalaciones de combustión . .	717
Tabla 8.9: Ejemplo de composiciones del carbón/lignito y de los lodos de aguas residuales.	717
Tabla 8.10: Ejemplos de la composición de los distintos tipos de desperdicios de madera usados en grandes instalaciones de combustión	718
Tabla 8.11: Variación de las impurezas en las distintas mezclas de madera-combustible secundario.	719
Tabla 8.12: Experiencia con la cocombustión en algunas grandes instalaciones de combustión en ciertos Estados miembros de la UE y en los EE. UU.	720
Tabla 8.13: Ejemplos de algunos de los efectos de la cocombustión sobre el rendimiento de una GIC	724
Tabla 8.14: Efectos provocados por el combustible secundario cuando se realiza una cocombustión en las grandes instalaciones de combustión	726
Tabla 8.15: Estimaciones de los costes de funcionamiento anuales reales y proyectados para mejorar las tecnologías de control de emisiones de mercurio	730

	<u>Págs.</u>
Tabla 8.16: Efecto de la cocombustión sobre los residuos de la combustión	734
Tabla 8.17: Efecto de la cocombustión sobre los residuos de la combustión	734
Tabla 8.18: Técnicas para el almacenamiento y la manipulación de combustibles secundarios	736
Tabla 8.19: Técnicas utilizadas en el tratamiento previo del combustible secundario	737
Tabla 8.20: Técnicas para introducir el combustible secundario en el proceso de combustión	739
Tabla 8.21: Técnicas para la prevención y control de las emisiones atmosféricas por la cocombustión de combustible secundario	740
Tabla 8.22: Técnicas para la prevención y control de las emisiones atmosféricas por la cocombustión de combustible secundario	741
Tabla 10.1: Comparación termodinámica de la turbina de gas, turbina de vapor y procesos de ciclo combinado	802
Tabla 10.2: Comparación de las distintas técnicas de combustión con y sin eliminación del CO ₂	810
Tabla 10.3: Comparación de las distintas técnicas de combustión con y sin eliminación del CO ₂	811

Ámbito de aplicación y organización del documento

De acuerdo con el anexo I de la Directiva IPPC, este documento BREF abarca, en general, las instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal superior a 50 MW. Sin embargo, también se incluyen las instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal inferior a 50 MW técnicamente relevantes, ya que existe la posibilidad de anexar unidades pequeñas a una central para construir una instalación mayor que supere los 50 MW. Por lo tanto, en este documento quedan incluidos todos los tipos de instalaciones de combustión convencionales (calderas de centrales electrotérmicas, instalaciones combinadas de calor y electricidad, centrales de calefacción urbana, etc.) que se utilizan para la generación de energía mecánica y térmica. Además, también comprende las instalaciones de combustión industriales que utilicen combustibles tradicionales. Para clasificar un combustible como «tradicional» es necesario que esté disponible en el mercado y que su composición sea conocida, se mantenga relativamente constante y, normalmente, esté estandarizada. Por lo tanto, se consideran combustibles tradicionales el carbón, el lignito, la biomasa, la turba y los combustibles líquidos y gaseosos (incluidos el hidrógeno y el biogás).

Las siguientes instalaciones de combustión en zonas industriales no se incluyen en este BREF:

- instalaciones de combustión que utilizan como combustible residuos de procesos industriales o subproductos como, por ejemplo, las calderas de licor negro que se utilizan en la industria del papel y de la pasta del papel, o las instalaciones de combustión que utilizan gas de refinería o combustibles líquidos que no se pueden vender en el mercado como combustibles específicos;
- instalaciones en las que el proceso de combustión forma parte de una producción específica como, por ejemplo, los hornos de coque que se utilizan en la producción de hierro y acero o en la industria del papel y de la pasta de papel, o los hornos de cemento que se utilizan para la producción de cemento.

Actualmente, algunas instalaciones de combustión europeas recurren a la cocombustión de un porcentaje determinado de combustibles secundarios, como los residuos, el combustible recuperado, los lodos de las aguas residuales o el combustible derivado de la biomasa (madera contaminada). Con estos combustibles es posible que el proceso de combustión varíe. Por este motivo, la cocombustión se describe en un capítulo aparte de este documento BREF (capítulo 8).

Dentro del ámbito de este BREF, se asume que los combustibles secundarios reciben un tratamiento previo antes de entrar en las grandes instalaciones de com-

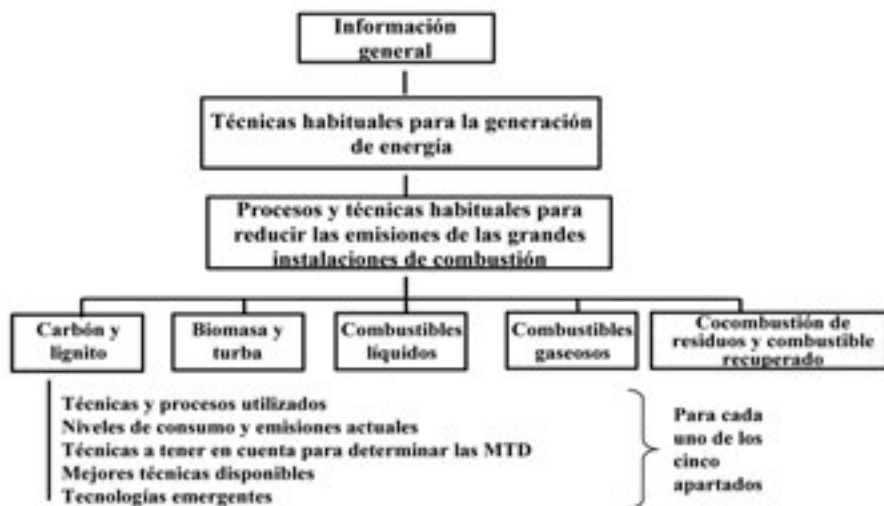
bustión, que normalmente incluye la separación de las partes combustibles de las no combustibles. Los temas relacionados con el pretratamiento de estos combustibles (clasificación, triturado, preparación) se analizan en el documento BREF sobre tratamiento de residuos.

Las grandes instalaciones de combustión se clasifican y funcionan según la demanda y los requisitos que se les exigen. De esta forma, existen instalaciones de carga base, carga media y carga excepcional y, además, la carga puede ser parcial o total. Las horas de funcionamiento también pueden variar: desde unas pocas horas al año de generación de energía hasta funcionamiento a tiempo completo. Debido a las enormes diferencias que existen entre las distintas instalaciones, este BREF no puede proporcionar unas MTD concluyentes para cada uno de los modos operativos.

El BREF engloba no sólo la unidad de combustión, sino también las actividades anteriores y posteriores directamente relacionadas con el proceso de combustión. Se describen, por ejemplo, la manipulación del combustible, así como el tratamiento de los efluentes gaseosos, los residuos de combustión y el agua bruta.

El sector de la generación de electricidad o de calor es en Europa un sector diversificado. La generación de energía utiliza diferentes combustibles que, en general, pueden clasificarse, según su estado de agregación, en sólidos, líquidos y gaseosos. Por ello, el presente documento se ha estructurado de forma vertical, combustible por combustible, aunque algunos aspectos y técnicas son comunes y se presentan conjuntamente en los tres capítulos introductorios. El siguiente cuadro muestra de forma esquemática la organización de este BREF:

Organización del BREF sobre grandes instalaciones de combustión



1. Información General

1.1. Perspectiva general de la industria

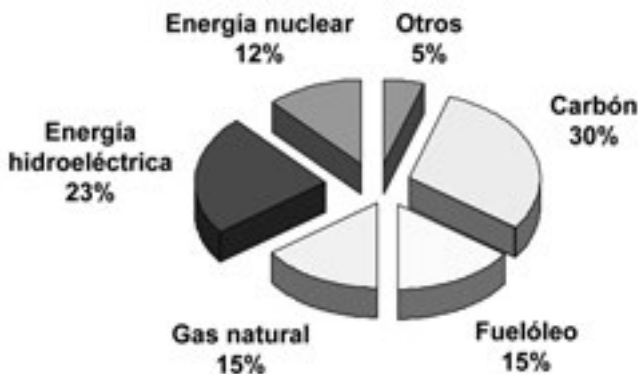
El consumo mundial de energía primaria comercial (carbón, petróleo, gas) experimentó un importante aumento durante los años sesenta, con un incremento anual medio del 5% entre 1960 y 1973. Sin embargo, este crecimiento sufrió un declive significativo después de la primera crisis del petróleo, en 1973, (el crecimiento disminuyó hasta un +3,1% anual entre 1973 y 1979) y continuó bajando después de la segunda crisis del petróleo en 1979 (el consumo descendió un -0,7% anual desde 1979 a 1982).

A partir de 1983 y, en especial, después de 1986, gracias a la recuperación posterior a las crisis petroleras (que se reflejó en la reducción de los precios del petróleo en un cincuenta por ciento) y al fuerte crecimiento económico experimentado por los países industrializados, el consumo de energía y los porcentajes de crecimiento volvieron a aumentar (+3% entre 1983 y 1989).

Después de sufrir un estancamiento durante el año 1990 y un aumento aproximado del 0,5% en 1991, la demanda energética mundial se mantuvo más o menos estable en 1992, aunque con importantes diferencias regionales: un aumento moderado en los EE. UU. (+1,8%), un importante crecimiento en Asia (+5%), una reducción significativa en Europa oriental (-8%) y un estancamiento casi total en Europa occidental [4, OSPAR, 1997].

La Figura 1.1. muestra los recursos energéticos mundiales en el sector de la generación de energía del año 1995.

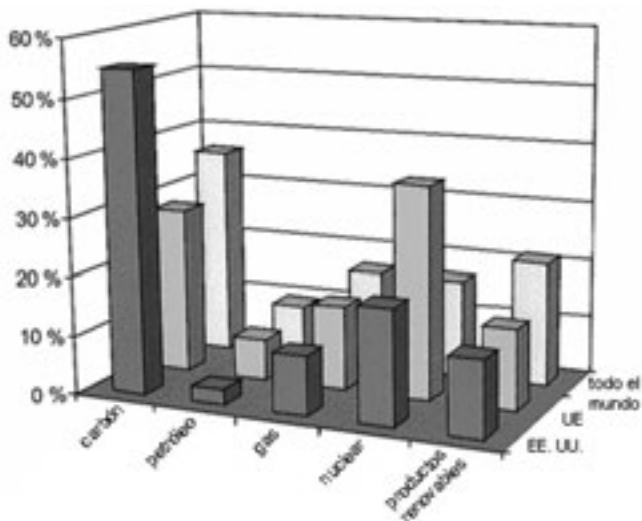
Figura 1.1: Fuentes energéticas mundiales en el sector de la generación de energía (1995) [32, Rentz et ál., 1999]



Aproximadamente, la mitad de la electricidad que se genera en el planeta se produce a partir de distintos combustibles fósiles, y un 30% se genera con la combustión de carbón [133, Strömberg, 2001].

La Figura 1.2 muestra las principales diferencias en la utilización de distintas fuentes para generar energía mediante combustión en las diferentes regiones del mundo en 1997.

Figura 1.2: Consumo de energía para generar electricidad según combustible (1997) [105, Steen, 2001]



En 1997, había cerca de 1.214 compañías que generaban energía eléctrica y térmica en la UE. Además, había unas 590 sociedades industriales que se encargaban del funcionamiento de instalaciones de combustión industriales y producían energía eléctrica y térmica suficiente para satisfacer la demanda de su propia central.

Asimismo, en 1997, aproximadamente un 90% del total de energía eléctrica generada en la UE, unos 2.423 TWh brutos, se producía en centrales propiedad de grandes empresas eléctricas, mientras que las instalaciones de combustión industriales sólo representaban un 10% del total.

A pesar de que, en la UE, las redes de alta tensión y de extra alta tensión utilizadas para la transmisión de la electricidad estaban gestionadas por sólo 35 sociedades, de la distribución de la energía hasta el usuario final se encargaban 2.050 empresas (información de 1997).

En 1997, la capacidad total de las centrales de toda Europa alcanzaba unos 580 GW (registrados como «potencia eléctrica neta»), incluidos unos 307 GW (alrede-

dor del 53%) procedentes de centrales térmicas convencionales. La Tabla 1.1 muestra la subdivisión de las instalaciones de generación de energía eléctrica.

Tabla 1.1: Capacidad eléctrica instalada en los Estados miembros de la UE-15 [58, Eurelectric, 2001]

Tipo de central		GW	% del total
Centrales energéticas que funcionan con combustibles fósiles	Vapor	249,679	43,03
	Turbinas de gas	25,310	4,36
	Ciclos combinados	25,776	4,44
	Combustión interna	5,873	1,01
Centrales nucleares		124,151	21,40
Centrales hidroeléctricas	Capacidad instalada	116,189	20,02
	Acumulación por bombeo	29,686	5,12
Geotérmica	0,539	0,1	
Eólica	3,024	0,51	
Potencia total de todas las centrales instaladas		580,227	

En la Unión Europea se utilizan todas las fuentes energéticas disponibles para generar energía eléctrica y térmica. El tipo de combustible que se emplea en cada Estado miembro para producir energía depende de los recursos del país, como las reservas de carbón, lignito, gas natural o petróleo a escala local o nacional. Por ejemplo, en Grecia y en algunas partes de Alemania y Polonia se pueden encontrar importantes reservas de lignito para la producción de energía. En Finlandia e Irlanda, la turba es una fuente nacional de energía fundamental y, por lo tanto, un elemento decisivo para la política energética del país. En Francia, donde las centrales nucleares satisfacen la mayor parte de la demanda energética del país, el uso de combustible fósil queda restringido principalmente a unas cuantas centrales de carga excepcional.

Las instalaciones de combustión de la UE pueden funcionar, según la demanda o las necesidades energéticas de sus propietarios, como grandes centrales electrotérmicas o bien como centrales de combustión industrial para generar electricidad, vapor o calor destinados a procesos industriales. Las grandes instalaciones de combustión se clasifican y funcionan según la demanda y los requisitos que se les exigen. En la industria de suministro de electricidad, estas instalaciones se pueden clasificar en centrales de carga base, carga media y carga excepcional. Además, se pueden utilizar como centrales de reserva rodante (principalmente, turbinas de gas que funcionan como unidades autónomas), es decir, centrales cuyo objetivo es garantizar la estabilidad de la red eléctrica en zonas urbanas con

una alta densidad de población o que funcionan como unidades de emergencia. Por lo tanto, la carga de las instalaciones puede ser parcial o total y las horas de funcionamiento pueden variar desde unas pocas horas al año de generación de energía hasta el funcionamiento a tiempo completo.

Los combustibles fósiles que se emplean son el carbón, el lignito, los productos petrolíferos, el gas natural, los gases derivados, la biomasa, la turba y otros combustibles (como el alquitrán, el betún y el coque de petróleo). La energía nuclear es la segunda fuente de generación de energía eléctrica por orden de importancia, con un porcentaje aproximado del 35%. Las energías renovables y, entre ellas, especialmente la energía hidráulica, producen aproximadamente un 14% del total de energía (véase la Tabla 1.2).

Tabla 1.2: Producción bruta de energía eléctrica en los Estados miembros de la UE en 1997 [58, Eurelectric, 2001]

Tipo de combustible		Total bruto de energía eléctrica generada (GWh)	% del total
Instalaciones que funcionan con combustibles fósiles	Carbón	471.797	19,5
	Lignito	183.140	7,6
	Productos petrolíferos	185.755	7,7
	Gas natural	332.331	13,7
	Gases derivados	27.793	1,1
	Otros combustibles	7.707	0,3
Biomasa y turba		27.283	1,1
Nuclear		859.894	35,5
Hidráulica		316.116	13,0
Geotérmica		3.957	0,2
Eólica		6.909	0,3
Total bruto de energía		2.422.682	

La producción neta de energía suministrada a la red alcanzó unos 2.300.000 GWh (2.300 TWh). Por lo tanto, el consumo de energía auxiliar de las centrales representó un 5,1%.

La electricidad térmica convencional constituye un 50% de la producción de energía en Europa y, por lo tanto, representa el tipo de energía predominante en el continente. Si se analiza la evolución de las fuentes de energía individuales utilizadas en las centrales energéticas desde los años noventa, se observa un cambio en la política energética europea durante este periodo, más influenciada por las

decisiones político-ambientales. Por este motivo, mientras que la energía eléctrica generada a partir de combustibles fósiles aumentó en torno a un 16% y la demanda de energía creció en un 14%, la cantidad de energía producida a partir de fuentes de energía renovables (incluidas la energía hidráulica y la biomasa) experimentó un incremento por encima de la media, con un aumento aproximado del 20%.

Las distintas fuentes de energía fósiles utilizadas para la producción de energía eléctrica han evolucionado de forma muy diferente.

Durante el periodo analizado (1990 – 1997), el uso del carbón como combustible descendió aproximadamente un 14%, mientras que el gas natural y el lignito experimentaron un aumento del 134% y el 49% respectivamente, aunque hay que tener en cuenta que el aumento en el uso de lignito se debe únicamente a la inclusión de las centrales de la antigua Alemania del este, después de la unificación del país.

La Tabla 1.3 y la Tabla 1.4 muestran un resumen de las cifras más relevantes sobre la producción y el consumo de energía en la UE.

Tabla 1.3: Resumen del balance energético europeo desde 1990 hasta 2030 (perspectiva energética estimada)
 [77, IEPE/IPTS, 2000]

UNIÓN EUROPEA: Resumen del balance energético												
	Cambio anual											
	1990	1997	2000	2010	2020	2030	1990/1997	1997/2000	2000/2010	2010/2020	2020/2030	
Población (millones)	365,3	374,1	375,7	376,3	371,6	362,4	0,3%	0,1%	0,0%	-0,1%	-0,2%	-0,1%
PIB (USD ₉₅ x 10 ⁹ ppa)	6.806,1	7.529,4	8.163,8	10.032,5	12.157,1	13.996,1	1,5%	2,7%	2,1%	1,9%	1,4%	1,8%
PIB per cápita (USD ₉₅ x 10 ³ /cápita)	18,6	20,1	21,7	26,7	32,7	38,6	1,1%	2,6%	2,1%	2,1%	1,7%	1,9%
Consumo interno bruto/PIB t/(USD ₉₅ x 10 ⁹)	194,0	187,8	178,4	152,0	133,5	120,1	-0,5%	-1,7%	-1,6%	-1,3%	-1,1%	-1,3%
Consumo interno bruto/cápita (t/cápita)	3,6	3,8	3,9	4,1	4,4	4,6	0,6%	0,8%	0,4%	0,8%	0,6%	0,6%
Producción de electricidad/cápita (kWh/cápita)	5,9	6,4	6,4	7,1	8,4	9,9	1,2%	0,0%	1,0%	1,7%	1,6%	1,4%
Emissiones de CO ₂ (millones de toneladas de C)	869,4	858,5	903,0	927,4	1.010,0	1.057,4	-0,2%	1,7%	0,3%	0,9%	0,5%	0,5%
Emissiones de CO ₂ /cápita (toneladas de C/cápita)	2,4	2,3	2,4	2,5	2,7	2,9	-0,5%	1,6%	0,2%	1,0%	0,7%	0,6%
Producción primaria (millones de toneladas)	n.d.	725,2	774,6	631,7	612,1	595,4	n.d.	2,2%	-2,0%	-0,3%	-0,3%	-0,9%
Sólidos	212,8	126,6	125,6	101,4	105,8	110,1	-7,1%	-0,3%	-2,1%	0,4%	0,4%	-0,4%

Tabla 1.3: Resumen del balance energético europeo desde 1990 hasta 2030 (perspectiva energética estimada)
 [77, IEPE/IPTS, 2000] (continuación)

	UNIÓN EUROPEA: Resumen del balance energético											
	1990	1997	2000	2010	2020	2030	1990/1997	1997/2000	2000/2010	2010/2020	2020/2030	2000/2030
Petróleo	123,7	163,5	167,4	82,1	47,1	38,7	4,1%	0,8%	-6,9%	-5,4%	-1,9%	-4,8%
Gas natural	131,2	179,3	213,9	167,0	170,6	140,3	4,6%	6,1%	-2,4%	0,2%	-1,9%	-1,4%
Nuclear	154,8	184,9	203,4	208,4	204,9	211,0	2,6%	3,2%	0,2%	-0,2%	0,3%	0,1%
Hidráulica + geotérmica	24,0	27,5	27,6	29,0	30,2	31,0	1,9%	0,2%	0,5%	0,4%	0,3%	0,4%
Biomasa tradicional	17,2	17,0	17,3	18,2	19,2	20,4	-0,2%	0,5%	0,5%	0,6%	0,6%	0,6%
Otras fuentes renovables	n.d.	26,4	19,4	25,6	34,1	43,9	n.d.	-9,7%	2,8%	2,9%	2,6%	2,8%
Importaciones netas (millones de toneladas)	639,6	658,2	681,8	893,2	1.011,1	1.085,0	0,4%	1,2%	2,7%	1,2%	0,7%	1,6%
Sólidos	90,2	96,9	106,4	110,3	154,9	197,4	1,0%	3,2%	0,4%	3,4%	2,5%	2,1%
Petróleo	432,8	435,9	441,1	540,7	599,3	602,8	0,1%	0,4%	2,1%	1,0%	0,1%	1,0%
Gas natural	89,4	117,6	134,3	242,3	256,9	284,9	4,0%	4,5%	6,1%	0,6%	1,0%	2,5%
Electricidad	2,3	0,7	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-16,3%	n.d.	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Consumo interno bruto (millones de toneladas)	1.320,6	1.413,8	1.456,4	1.524,9	1.623,2	1.680,4	1,0%	1,0%	0,5%	0,6%	0,3%	0,5%
Sólidos	303,0	223,5	232,0	211,7	260,7	307,4	-4,3%	1,3%	-0,9%	2,1%	1,7%	0,9%
Petróleo	556,5	599,4	608,6	622,7	646,4	641,5	1,1%	0,5%	0,2%	0,4%	-0,1%	0,2%
Gas	220,6	296,9	348,2	409,3	427,6	425,2	4,3%	5,5%	1,6%	0,4%	-0,1%	0,7%
Otros	n.d.	297,6	267,6	281,1	288,5	306,3	n.d.	-3,5%	0,5%	0,3%	0,6%	0,5%

Tabla 1.4: Resumen del balance energético europeo desde 1990 hasta 2030 (perspectiva energética estimada)
 [77, IEPE/IPTS, 2000]

UNIÓN EUROPEA: Resumen del balance energético												
Cambio anual												
	1990	1997	2000	2010	2020	2030	1990/1997	1997/2000	2000/2010	2010/2020	2020/2030	
Producción de energía (TWh)	2.164,9	2.444,0	2.463,9	2.732,1	3.193,9	3.646,9	8,1%	1,8%	12,5%	14,5%	16,3%	1,3%
Térmica	1.153,6	1.218,4	1.275,3	1.479,2	1.890,1	2.258,3	0,8%	1,5%	1,5%	2,5%	1,8%	1,9%
de la cual:												
Carbón	n.d.	n.d.	0,0	166,7	457,2	801,7	n.d.	n.d.	240,3%	10,6%	5,8%	58,5%
Turbinas de gas	46,2	149,0	263,6	444,2	544,8	642,1	18,2%	20,9%	5,4%	2,1%	1,7%	3,0%
Biomasa	14,8	24,2	27,3	31,9	35,6	38,3	7,3%	4,0%	1,6%	1,1%	0,7%	1,1%
Nuclear	720,2	859,9	803,9	823,8	816,5	855,9	2,6%	-2,2%	0,2%	-0,1%	0,5%	0,2%
Hidráulica + geotérmica	279,3	319,5	321,4	337,4	351,6	361,0	1,9%	0,2%	0,5%	0,4%	0,3%	0,4%
Solar	0,0	0,0	0,2	2,2	7,4	11,9	27,5%	63,5%	30,6%	13,0%	4,8%	15,7%
Eólica	0,2	7,5	15,2	35,7	72,4	103,8	73,7%	26,6%	8,9%	7,3%	3,7%	6,6%
Pequeñas centrales hidroeléctricas	11,6	38,7	48,0	53,7	55,9	56,0	18,8%	7,4%	1,1%	0,4%	0,0%	0,5%
Producción combinada de calor y electricidad	56,6	226,0	177,5	236,8	247,8	230,7	21,9%	-7,7%	2,9%	0,5%	-0,7%	0,9%
Capacidad de generación (GWe)	392,3	546,5	593,9	743,0	840,4	946,4	4,9%	2,8%	2,3%	1,2%	1,2%	1,6%
Térmica	192,0	300,8	338,9	471,6	541,9	621,9	6,6%	4,1%	3,4%	1,4%	1,4%	2,0%
Nuclear	92,4	124,0	124,0	120,0	118,4	123,7	4,3%	0,0%	-0,3%	-0,1%	0,4%	-0,0%
Hidráulica + geotérmica	105,5	110,6	112,3	118,9	124,0	127,5	0,7%	0,5%	0,6%	0,4%	0,3%	0,4%
Solar + eólica + pequeñas centrales hidroeléctricas	2,4	11,2	18,7	32,5	56,1	73,2	24,6%	18,6%	5,7%	5,6%	2,7%	4,7%

Tabla 1.4: Resumen del balance energético europeo desde 1990 hasta 2030 (perspectiva energética estimada)
 [77, IEPE/IPTS, 2000] (continuación)

	UNIÓN EUROPEA: Resumen del balance energético											
											Cambio anual	
	1990	1997	2000	2010	2020	2030	1990/1997	1997/2000	2000/2010	2010/2020	2020/2030	2000/2030
Factor de carga media (%)	62,7	50,2	46,4	41,1	42,5	43,2	-3,1%	-2,6%	-1,2%	0,3%	0,2%	-0,2%
Entrada de combustible para la producción de energía térmica (millones de toneladas)	n.d.	292,7	291,4	299,7	365,1	416,3	n.d.	-0,1%	0,3%	2,0%	1,3%	1,2%
Sólidos	n.d.	187,4	192,1	178,6	230,6	281,5	n.d.	0,8%	-0,7%	2,6%	2,0%	1,3%
Petróleo	43,5	39,9	31,5	28,2	29,2	24,0	-1,2%	-7,6%	-1,1%	0,3%	-1,9%	-0,9%
Gas	32,9	65,4	67,8	92,9	105,3	110,9	10,3%	1,2%	3,2%	1,3%	0,5%	1,7%
Eficiencia térmica media (%)	n.d.	35,8	37,6	42,4	44,5	46,6	n.d.	1,7%	1,2%	0,5%	0,5%	0,7%
Consumo de energía final	n.d.	n.d.	1.059,6	1.129,9	1.197,7	1.233,0	n.d.	n.d.	0,6%	0,6%	0,3%	0,5%
Sólidos	n.d.	n.d.	42,2	40,2	42,5	42,6	n.d.	n.d.	-0,5%	0,5%	0,0%	0,0%
Petróleo	n.d.	n.d.	538,4	554,7	576,6	579,5	n.d.	n.d.	0,3%	0,4%	0,1%	0,2%
Gas	n.d.	n.d.	240,6	266,0	268,3	260,7	n.d.	n.d.	1,0%	0,1%	-0,3%	0,3%
Calor	16,9	22,7	22,6	23,4	24,3	25,3	4,3%	-0,2%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Electricidad	156,7	176,7	187,5	212,8	248,8	282,9	1,7%	2,0%	1,3%	1,6%	1,3%	1,4%
Energía renovable	n.d.	n.d.	28,4	32,7	37,1	41,9	n.d.	n.d.	1,4%	1,3%	1,2%	1,3%
por sector:												
Industria	345,1	350,8	359,1	375,9	386,1	383,0	0,2%	0,8%	0,5%	0,3%	-0,1%	0,2%
Transporte	n.d.	296,5	309,8	336,2	357,8	371,7	n.d.	1,5%	0,8%	0,6%	0,4%	0,6%
Doméstico, terciario y agricultura	340,5	374,4	390,7	417,8	453,8	478,3	1,4%	1,4%	0,7%	0,8%	0,5%	0,7%

1.2. Situación económica

El proceso de desregulación y la apertura de los mercados de la energía eléctrica son fenómenos usuales en todo el mundo. El objetivo fundamental de estas políticas es aumentar la competencia en el sector y, de esta manera, fomentar la reducción de los costes de producción, transmisión, distribución y suministro de energía para beneficiar tanto a los consumidores del sector industrial como a los del sector doméstico.

Junto con la liberalización de los mercados de la energía eléctrica, se utilizan instrumentos económicos para conseguir objetivos en materia de política energética y ambiental de ámbito nacional e internacional. Estos instrumentos pueden ser de distintas naturalezas, como impuestos, incentivos u oportunidades comerciales basadas en el mercado.

La apertura del mercado europeo comenzó a finales de la década de los ochenta, liderada por el Reino Unido. Más adelante, en 1996, la Unión Europea introdujo la Directiva sobre el mercado interior de la electricidad (96/92/CE), que instaba a los Estados miembros a abrir hasta un 25% de sus mercados a la competencia, aunque ofrecía la posibilidad de ampliar el proceso de apertura más allá de este porcentaje. El actual grado de apertura del mercado varía entre los países de la UE: el Reino Unido, Alemania, España, Finlandia y Suecia poseen mercados totalmente abiertos, mientras que en países como Francia e Italia los mercados están parcialmente abiertos.

El proceso de desarrollo del mercado continúa de forma progresiva y de acuerdo con los criterios de cada Estado miembro, incluso después de la apertura total del mercado. Las disparidades que existen entre los distintos sistemas nacionales se deben al modelo de competencia específico que adopta cada Gobierno, como el acceso negociado o de terceros a la red o el sistema de comprador único. Como consecuencia, el tipo de reglamento de los distintos Estados miembros varía enormemente en relación con varios factores. Ello se debe a la diferente evolución de las estructuras del mercado en cada país.

Las posibles políticas transfronterizas y alineaciones técnicas dependen en gran medida del tamaño de los países involucrados, de su cooperación en el pasado e incluso de si poseen o no salida al mar. La geografía interna de un Estado miembro puede ser de gran influencia, tanto por sus recursos naturales como por el impacto físico de los sistemas de transmisión de las redes eléctricas. Por ejemplo, en Suecia y Finlandia la mayor parte de la energía hidráulica se genera en el norte del país y abastece a las zonas del sur, con una mayor densidad de población, mediante largas líneas de transmisión, mientras que las centrales nucleares están ubicadas en el sur del país. Sin embargo, en Alemania, el modelo dominante se basa en un sistema centralizado, es decir, zonas que acumulan una gran concentración de centrales de producción de energía y la consecuente creación de sistemas de transmisión desde estas zonas.

Uno de los objetivos clave de la Directiva sobre el mercado interior de la electricidad es abrir los mercados nacionales de electricidad a la competencia internacional. Para ello es necesario realizar cambios fundamentales en los sistemas nacionales, que pueden incluir la privatización, la desagregación y la imposición de sistemas de reglamentación adecuados. En países donde las centrales electro-térmicas de integración vertical controlan casi por completo la producción, la transmisión y el suministro de energía eléctrica, la desregulación también representa una oportunidad para que nuevos participantes puedan entrar en el mercado y, de esta forma, estimular la competencia.

Por otro lado, ciertas cuestiones fundamentales representan un obstáculo para conseguir una competencia completa a escala mundial, como las tarifas transfronterizas de transmisión de energía, el grado de exceso de capacidad productiva de algunos sistemas y los embotellamientos en las interconexiones entre redes de distintas naciones o Estados. Parece evidente que los mercados internacionales tardarán en alcanzar un desarrollo que permita que la competencia internacional sea verdadera y generalizada.

La apertura de los mercados a la competencia puede tener un importante impacto en varios factores relacionados con el funcionamiento y la reglamentación de las grandes instalaciones de combustión, factores que deberán ser tomados en consideración al examinar la validez de las técnicas utilizadas para reducir las emisiones a la atmósfera, el agua y el suelo. La obligación de algunas instalaciones de responder a los requisitos específicos de sus clientes, incluidos servicios auxiliares como el mantenimiento del voltaje y la frecuencia, comportan la necesidad de realizar seguimientos de carga, disponer de carga máxima de producción y de capacidad de arranque autónomo. Entre estos factores se incluyen: [58, Eurelectric, 2001].

- la seguridad del suministro eléctrico, que puede influenciar los niveles de exceso de capacidad de producción de un sistema y el grado de diversidad de los combustibles, aunque la capacidad depende, a su vez, de la necesidad de reserva rodante y la posibilidad de almacenar el combustible;
- el coste del combustible;
- el nivel de seguridad del sistema requerido por un mercado determinado, que puede influenciar en gran medida factores como la redundancia del diseño de las instalaciones, con un efecto directo sobre los costes de inversión y el nivel de las tarifas de la electricidad necesarias para recuperar la inversión;
- el impacto de la forma del mercado (curvas de duraciones de cargas) que, junto con factores como el coste marginal de producción, pueden influenciar el nivel de utilización de un tipo determinado de instalaciones, los requisitos de disponibilidad y el nivel de exceso de capacidad productiva;
- las estructuras de remuneración en mercados específicos, tanto si se trata de mercados de contrato, mercados de ajustes, comercialización a través de un consorcio de empresas eléctricas, pagos por la capacidad disponible, etc.;

- el nivel del precio a plazo en el mercado y la estructura del precio en relación con la utilización de la central y los costes de generación, que pueden influir en la recuperación de la inversión en un mercado determinado;
- hasta qué punto las tarifas de un mercado determinado están fijadas para controlar el suministro o el consumo de electricidad producida mediante una técnica concreta o a partir de un combustible específico, para favorecer los requisitos de la política energética de un Estado miembro en particular. Los Estados miembros también utilizan otros instrumentos para alcanzar estos objetivos, como impuestos sobre el carbono, la energía y los contaminantes;
- la necesidad de una central determinada de responder a requisitos específicos de los clientes, incluidos servicios auxiliares como el mantenimiento del voltaje y la frecuencia, el control y la estructura de la carga, la capacidad de arranque autónomo y la necesidad específica de hacer frente a las restricciones de la red local. Todos estos requisitos pueden ejercer una influencia significativa en las características operativas de la central;
- la interacción de mercados relacionados entre sí, como sucede en sistemas donde las redes de gas y electricidad permiten intercalar el suministro de gas y la generación de electricidad según la diferencia de precio de los combustibles, que también puede depender de la demanda a corto plazo;
- la infraestructura de la red y la estructura específica de tarificación de un mercado determinado pueden entrañar distintas implicaciones para la central, relativas, por ejemplo, a las pérdidas de transmisión, el acceso a la red y el sistema de tarifas por uso, además de las limitaciones de encendido y cierre;
- los incentivos de regulación en mercados determinados para favorecer la generación integrada y distribuida. Esta medida puede determinar el nivel de generación de energía renovable y contribuir en el cumplimiento de los objetivos nacionales con mecanismos de soporte adicionales, incluidas obligaciones o subsidios a los suministradores.

Ubicación de las instalaciones de combustión

Normalmente, en Europa, las instalaciones de generación de energía mediante combustibles fósiles están situadas en lugares que comportan el mínimo coste de instalación y funcionamiento, teniendo en cuenta distintos factores relevantes relacionados con la zona donde se emplaza la central y la infraestructura necesaria para su funcionamiento. El peso de cada uno de estos factores varía según las consideraciones locales y nacionales, pero en la mayoría de los casos la disponibilidad de una conexión al sistema de transmisión o distribución de electricidad, la proximidad de la demanda eléctrica, la disponibilidad de agua para los sistemas de refrigeración y la proximidad de zonas mineras o puertos al mar suelen ser factores fundamentales para seleccionar el emplazamiento de las grandes instalaciones de combustión. Anteriormente, el tamaño y la ubicación de las centrales energéticas se determinaban de acuerdo con las previsiones de la futura demanda de energía de los países y los costes más ajustados a largo plazo para el tipo de central seleccionado.

Por otra parte, también existen otros factores menos relevantes a la hora de determinar el emplazamiento de una gran instalación de combustión. Por ejemplo, la disponibilidad de suelo adecuado, el impacto visual y en la calidad del aire del medio local y los accesos para el transporte y el almacenamiento de los combustibles suelen ser factores que influyen en el diseño y la situación de una central energética, aunque, normalmente, sólo se analizan detalladamente cuando ya se ha decidido la ubicación general, y no suelen representar un impedimento para instalar la central.

La expansión generalizada de las infraestructuras energéticas, que está teniendo lugar en Europa, ha modificado el grado de importancia de algunos factores para seleccionar la ubicación de una central. Actualmente, resulta más sencillo llevar las conexiones de combustible y energía al lugar escogido para la central que determinar el emplazamiento de la instalación a partir de las infraestructuras existentes. El marcado incremento en la utilización del gas natural como combustible ha comportado un aumento de la infraestructura de suministro de gas, así como una mayor disponibilidad de este producto a una presión y en una cantidad que permiten producir energía mediante turbinas de gas, con unos costes de transporte menores y sin la necesidad de almacenes para el combustible. Por otro lado, la expansión del sistema de distribución de electricidad integrado permite suministrar energía al sistema desde la central a través de distintas conexiones válidas. Asimismo, la nueva paramenta de conexión y los nuevos sistemas de control también contribuyen a que las conexiones sean más seguras y efectivas.

Cada vez hay más emplazamientos que cumplen los requisitos principales para albergar centrales energéticas. Al mismo tiempo, los cambios en la producción de energía y las técnicas de reducción de la contaminación han aumentado significativamente la eficacia de la producción de energía y han contribuido a obtener un mayor grado de depuración de los gases de escape en comparación con las centrales anteriores que se abastecían de combustibles fósiles. El uso de las turbinas de gas para producir energía, la construcción de nuevas instalaciones de combustión y los nuevos tratamientos de los gases de escape han dado como resultado nuevas centrales que pueden utilizar una amplia gama de combustibles gaseosos, líquidos o sólidos y emiten una cantidad mucho más reducida de elementos contaminantes por unidad de energía generada que en el pasado. Las nuevas instalaciones suelen ser más pequeñas que las centrales antiguas y ofrecen unos resultados equivalentes. Además, la construcción de centrales alimentadas con gas elimina la necesidad de suelo adicional para almacenar combustible. Por otra parte, el impacto global de las nuevas instalaciones en el medio ambiente local es mucho menor comparado con el de las antiguas centrales.

Por otra parte, después de los últimos cambios y con la apertura del mercado europeo del gas y la electricidad, el análisis de costes diferenciales a largo plazo ya no resulta un parámetro adecuado para seleccionar las instalaciones y, por ello,

cada vez se construyen más centrales pequeñas que tienen un mayor rendimiento y comportan un menor coste de inversión y un periodo de construcción más reducido.

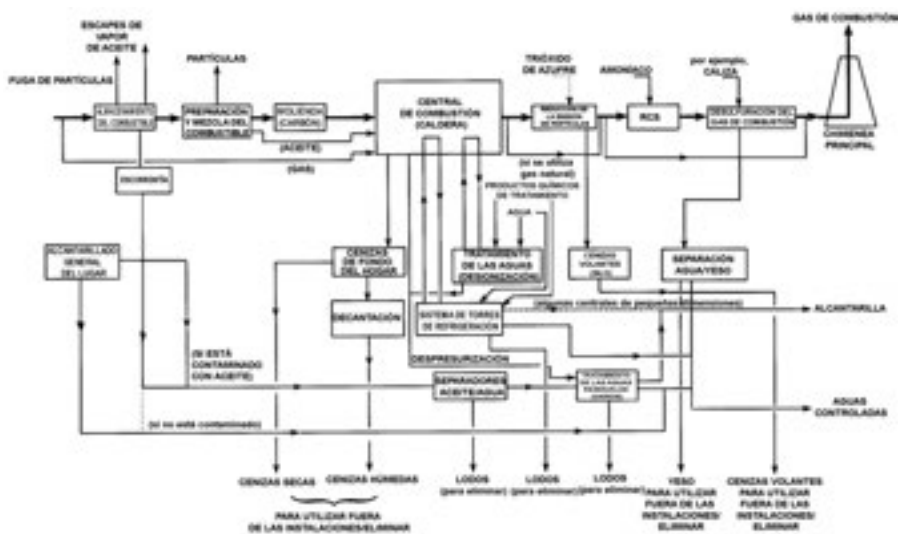
Las nuevas instalaciones ofrecen una mayor eficiencia de generación de energía que, entre otros factores, permite reducir las emisiones (al agua y a la atmósfera) por unidad de energía generada. A pesar de ello, la eficiencia de las centrales no puede aumentar ilimitadamente por los siguientes motivos:

- la leyes de la termodinámica,
- los reducidos beneficios obtenidos al aumentar los costes de construcción,
- el aumento en los costes de inversión que permiten generar más energía.

1.3. Aspectos ambientales fundamentales

Las instalaciones de combustión que utilizan combustibles fósiles para generar energía eléctrica o calor y, en especial, la industria de producción de electricidad, con sus grandes centrales energéticas centralizadas, representan un elemento primordial de la sociedad moderna y de la economía europea. Por otro lado, las instalaciones de combustión utilizan grandes cantidades de combustibles fósiles y otras materias primas obtenidos de los recursos naturales del planeta y los convierten en energía útil. Estas centrales generan residuos y desechos y producen grandes cantidades de emisiones al medio ambiente. Para proporcionar una visión general de los distintos flujos másicos, en la Figura 1.3 se incluye un organigrama generalizado de una instalación de combustión y las funciones que se realizan en ella.

Figura 1.3: Organigrama generalizado de una instalación de combustión y las funciones que se realizan en ella [5, HMIP, 1995]



Los combustibles fósiles son la fuente de energía que más se utiliza actualmente. No obstante, en algunas ocasiones su combustión puede tener un impacto considerable en el medio ambiente. El proceso de combustión genera emisiones a la atmósfera, el agua y el suelo. Las emisiones a la atmósfera son una de las causas de preocupación primordiales para la protección del medio ambiente. Los siguientes apartados proporcionan información general sobre las principales sustancias que se emiten durante el proceso de combustión. En la Tabla 1.5 se incluye un resumen de las sustancias emitidas, sus fuentes y su influencia en los distintos medios.

Tabla 1.5: Vías de emisión potenciales según el tipo de fuente y de sustancia
[5, HMIP, 1995]

FUENTE DE EMISIÓN Atmósfera (A) Agua (a) Suelo (S)	Sustancias												
	Partículas	Óxidos de azufre	Óxidos de nitrógeno	Óxidos de carbono	Compuestos orgánicos	Ácidos/bases/sales	Cloruro de hidrógeno/fluoruro de hidrógeno	Compuestos orgánicos volátiles	Metales y sus sales	Cloro (como hipoclorito)	Mercurio o cadmio	HAP	Dioxinas
Almacenamiento y manipulación del combustible	A				a			A					
Tratamiento del agua	a								a		a		
Gas de escape	A	A	A	A	A		A	A	A		A	A	A
Tratamiento del gas de escape	a				a				a		a		
Desagüe, incluido el agua de la lluvia	a				a								
Tratamiento de las aguas residuales	a				a	a							
Despresurización del agua de refrigeración	a				a				a	a	a		
Escape de la torre de refrigeración								A					

1.3.1. Eficiencia materiales

La gestión prudente de los recursos naturales y el uso eficiente de la energía son dos imperativos fundamentales recogidos en la Directiva IPPC. En este sentido, la eficiencia en la generación de la energía es un indicador cada vez más impor-

tante del impacto ambiental de un proceso. La eficiencia no sólo es un importante marcador de la gestión prudente de las fuentes de combustible naturales, sino que también representa un indicador de las emisiones que se generan al producir una unidad de energía, como las llamadas emisiones de «gases con repercusiones climáticas» de las que forma parte el CO_2 . Una de las formas de reducir la emisión de CO_2 por unidad de energía generada es optimizar el consumo y el proceso de generación de energía. La optimización de la eficiencia de un aspecto concreto dependerá de diversos factores, como la naturaleza y la calidad del combustible, el tipo de sistema de combustión, las temperaturas de funcionamiento de la turbina de gas o de la turbina de vapor, las condiciones climáticas locales, el tipo de sistema de refrigeración utilizado, etc.

Cada paso secuencial del proceso de conversión del combustible en energía útil posee su propio factor de eficiencia. Para calcular la eficiencia general del proceso habrá que multiplicar todos los factores de eficiencia individuales que lo integran. El nivel de eficiencia y la posibilidad de comparar las eficiencias dependerá de los límites del equipo seleccionado en caso que se deban realizar modificaciones necesarias (por ejemplo, para la misma temperatura de referencia).

La eficiencia neta tiene en cuenta cualquier pérdida, ya sea debida al suministro de la estación auxiliar (y la demanda de calor del proceso), la preparación del combustible, el tratamiento de los subproductos, el tratamiento de los gases de combustión, el tratamiento de las aguas residuales, el sistema de refrigeración, los ventiladores y las bombas. Se puede optimizar la eficiencia de todos los factores, incluidos los dispositivos que se utilizan para la protección del medio ambiente. Un control riguroso de las emisiones mejora el suministro de la estación auxiliar, que depende del combustible y, por lo tanto, de las emisiones de CO_2 relativas a cada producto. Para los consumidores de electricidad, se debe tener en cuenta cualquier pérdida en la red y el transformador eléctricos, y para los consumidores de calor residual de las centrales de producción combinada de calor y electricidad se deben tomar en consideración las pérdidas del transporte de la red de calefacción urbana y las bombas de circulación.

Durante periodos en los que la temperatura ambiente del emplazamiento es elevada, la eficiencia de la producción de electricidad mediante turbinas de gas y vapor disminuye. La temperatura ambiente es especialmente importante para las turbinas de gas y los motores diésel, mientras que, para las turbinas de vapor, resulta más relevante la temperatura de los sistemas de refrigeración. Para la condensación del vapor expandido y enfriado existen tres tipos de sistemas de refrigeración posibles: la refrigeración directa con agua marina o fluvial, la refrigeración directa o indirecta con torres de refrigeración húmeda y la refrigeración indirecta con torres de refrigeración seca. Para más información, consulte el documento BREF sobre sistemas de refrigeración industrial.

Eficiencia y emisiones

Hoy en día, incluso las instalaciones más eficientes desvían una cantidad importante de la energía que consumen al medio ambiente en forma de calor residual. Este calor puede ser absorbido por la atmósfera y los medios acuáticos locales sin perjudicar especialmente al medio ambiente. Sin embargo, cada unidad de energía consumida representa una emisión adicional de CO₂ a la atmósfera. Actualmente, la forma más efectiva de mejorar la eficiencia de la generación de energía consiste en aprovechar el calor producido y no desperdiciarlo.

Para utilizar el calor residual hay que tomar en consideración distintos criterios termodinámicos, técnicos y económicos. Los criterios termodinámicos incluyen, por un lado, la temperatura y, por otro, el contenido energético del calor residual. Si el calor residual se va a utilizar para sistemas de calefacción habrá que tener en cuenta la temperatura, y si se va a utilizar para producir electricidad y energía habrá que tener en cuenta el contenido exergético. Los criterios técnicos dependerán de las condiciones específicas del lugar.

La reducción y la utilización del calor residual permiten ahorrar energía, reducir las emisiones y preservar los recursos. Actualmente, las centrales energéticas se pueden ubicar en lugares donde la energía que no se convierte en electricidad se puede distribuir entre los usuarios y consumidores en forma de calor residual para su propio beneficio. Además, existe una gran variedad de procesos que requieren un suministro continuo de calor en forma de vapor, agua caliente o aire caliente, y se utilizan para procesos de producción o para el funcionamiento de instalaciones. Esta técnica, conocida como cogeneración o producción combinada de calor y electricidad, permite consumir entre un 70% y un 90% del calor y, por lo tanto, aumentar la eficiencia combinada general de la instalación. Entre los beneficios de una mayor eficiencia se incluye la reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera, ya que ya no resulta necesario utilizar combustible en otra central de combustión para proporcionar calor residual a los consumidores. En muchos casos, también se pueden reducir las emisiones globales de óxidos de nitrógeno (NO_x) y otros elementos contaminantes proporcionando calor residual procedente de una instalación adyacente a pequeñas instalaciones de combustión sin sistemas de control de emisiones. No obstante, los objetivos ambientales y económicos sólo se podrán alcanzar si se aplican medidas técnica y económicamente significativas para la reducción del calor residual y su utilización.

El efecto de la calefacción urbana en la calidad del aire

Es importante destacar el efecto positivo que ejercen las calderas de calefacción urbana, que suelen estar situadas dentro o cerca de zonas habitadas, en la calidad del aire. Unas pocas calderas de grandes dimensiones, con un buen mantenimiento y que dispongan de un sistema de limpieza de los gases de combustión y de chimeneas altas pueden sustituir a un gran número de instalaciones de calefacción independientes con chimeneas bajas y, a menudo, con

sistemas de combustión poco controlados. Como resultado, el total de emisiones de partículas, CO e hidrocarburos sin quemar se pueden reducir considerablemente. Además, gracias a la tecnología moderna, no se registra ningún aumento apreciable en las emisiones de SO₂ y NO₂, incluso si la calidad del combustible de las calderas de calefacción urbana es inferior a la del combustible utilizado en las calderas individuales. Con la misma cantidad de emisiones, las chimeneas altas permiten conseguir un nivel de dilución superior antes de que los elementos contaminantes lleguen al suelo. Como consecuencia, la calidad del aire de las ciudades y pueblos que utilicen calderas de calefacción urbana para calentar sus hogares será mucho mejor que si se emplean distintas calderas de calefacción.

Un estudio de caso realizado en la ciudad de Helsinki (Finlandia) ilustra los beneficios de la calefacción urbana: una mayor eficiencia energética, reducción de las emisiones y protección del medio ambiente. La calefacción urbana se empezó a utilizar en la capital finlandesa en los años cincuenta y, actualmente, se encuentra cerca del límite de saturación, con un 92% de los edificios conectados a la red. Durante la última década, la sustitución parcial del carbón por el gas natural contribuyó a la disminución de emisiones. Algunos de los datos incluidos en el estudio sobre suministro de energía en la ciudad de Helsinki denotan un aumento en la eficiencia del consumo de electricidad y del suministro de energía, así como un descenso considerable de emisiones específicas y concentraciones de SO₂. En Helsinki, las emisiones de SO₂ han experimentado una marcada tendencia a la baja durante las últimas dos décadas, mientras que las emisiones de NO₂ han empezado a disminuir durante la última década.

1.3.2. Emisiones a la atmósfera

Las emisiones a la atmósfera más importantes producidas por la combustión de combustibles fósiles son las emisiones de SO₂, NO_x, CO, partículas y gases de efecto invernadero, como el CO₂. Otras sustancias, como los metales pesados, el fluoruro de hidrógeno, los compuestos de halógeno, los hidrocarburos sin quemar, los compuestos orgánicos volátiles no metálicos (COVNM) y las dioxinas se emiten en cantidades menores pero pueden tener una influencia significativa en el medio ambiente por su toxicidad y persistencia. Además, las emisiones de cenizas volantes también pueden incluir partículas de diámetros aerodinámicos inferiores a 10 µm, llamadas PM₁₀. La Tabla 1.6 muestra las contribuciones de distintas emisiones contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión de diferentes categorías al total de emisiones de estos elementos contaminantes de las instalaciones IPPC en funcionamiento en la UE-15 en 2001.

Tabla 1.6: Contribuciones de emisiones de grandes instalaciones de combustión de diferentes categorías al total de emisiones a la atmósfera de las instalaciones IPPC en funcionamiento en la UE-15 en 2001, según el Registro Europeo de las Emisiones Contaminantes 2001 (EPER) [193, CE, 2001]

Categoría de la instalación de combustión	Contribución al total de emisiones de las instalaciones IPPC (%)										
	SO ₂	NO _x	NH ₃	CO ₂	N ₂ O	CH ₄	PM ₁₀	Hg _{tot}	Dioxinas + furanos	COVN M	CO
Grandes instalaciones de combustión de más de 300 MW	64,6	53,4	0,5	54,4	7,6	0,2	38,1	28,8	19,0	0,7	4,4
Grandes instalaciones de combustión de entre 50 y 300 MW	3,6	6,0	N1	5,0	21,0	0,2	2,1	2,6	0,2	0,7	2,8
Turbinas de gas	0,9	3,6	0,03	5,5	0,4	0,3	0,1	N1	0,3	0,1	0,3
Motores fijos	0,3	1,2	N1	0,1	N1	0,05	0,2	0,3	N1	0,1	0,03
Todas las grandes instalaciones de combustión	69,4	64,2	0,5	65,0	29,0	0,8	40,5	31,7	19,5	1,6	7,5

Notas:

N1 No hay información sobre las emisiones en esta categoría.

1.3.2.1. ÓXIDOS DE AZUFRE

Las emisiones de óxidos de azufre se producen, principalmente, debido a la presencia de azufre en el combustible. El combustible fósil contiene azufre en forma de sulfuros inorgánicos o compuestos orgánicos. Por ejemplo, en el carbón el azufre está presente en forma de azufre pirítico, azufre orgánico, sales de azufre y azufre elemental. La mayoría de óxidos de azufre que se generan durante la combustión se encuentran en forma de dióxido de azufre (SO₂).

En el caso de los combustibles sólidos y líquidos, entre un 3% y un 4% del azufre se oxida en trióxido de azufre (SO₃), una reacción activada por la presencia de metales de transición en el combustible. Los compuestos de partículas adsorben el trióxido de azufre y, cuando se utilizan combustibles líquidos, este fenómeno contribuye a la formación de hollín ácido. Por lo tanto, la presencia de SO₃ aumenta las emisiones de PM₁₀/PM_{2,5}. Por otro lado, las calderas alimentadas con fuelóleo pesado pueden generar emisiones de «humo azul». Se cree que este fenómeno óptico es la consecuencia de la formación de azufre (SO₂ con partículas) y aumenta con el contenido de vanadio del petróleo y, seguramente, con el catalizador de RCS.

El gas natural se suele considerar una sustancia sin azufre. Sin embargo, algunos gases industriales sí contienen azufre y, por lo tanto, en estos casos puede ser necesario desulfurar el combustible gaseoso [4, OSPAR, 1997].

1.3.2.2. ÓXIDOS DE NITRÓGENO (NO_x)

Los principales óxidos de nitrógeno, que se emiten durante la combustión de combustibles fósiles, son el monóxido de nitrógeno (NO), el dióxido de nitrógeno (NO₂) y el óxido nitroso (N₂O). Los dos primeros forman el conjunto llamado NO_x, que representa más del 90% de los NO en la mayoría de clases de grandes instalaciones de combustión.

La formación de NO_x depende de tres mecanismos fundamentales que se caracterizan por el origen del nitrógeno y el entorno en el cual sucede la reacción:

- el NO_x térmico se produce como consecuencia de la reacción entre el oxígeno y el nitrógeno de la atmósfera,
- el NO_x de combustible se forma a partir del nitrógeno que contiene el combustible,
- el NO_x súbito se forma debido a la conversión del nitrógeno molecular en el frente de llama en presencia de compuestos de hidrocarburo intermedios.

La cantidad de NO_x producido en forma de NO_x súbito suele ser mucho menor que la que se genera mediante los demás tipos de reacción.

La formación de NO_x térmico depende sobre todo de la temperatura. Cuando la combustión se puede alcanzar a temperaturas inferiores a 1.000 °C, las emisiones de NO_x son mucho menores. Si la temperatura máxima de la llama es inferior a 1.000 °C, la formación de NO_x dependerá sobre todo del contenido de nitrógeno del combustible. El NO_x térmico es el tipo de formación de NO_x más frecuente en las instalaciones que utilizan combustibles gaseosos o líquidos.

La formación de NO_x de combustible depende del contenido de nitrógeno del combustible y de la concentración de oxígeno del entorno de la reacción. En las instalaciones que se alimentan con carbón se produce una mayor cantidad de NO_x de combustible, ya que este combustible fósil posee un mayor porcentaje de nitrógeno en su estructura que otros tipos de combustible. En la Tabla 1.7 se incluye el contenido medio de nitrógeno de los distintos tipos de combustible.

El tipo de proceso de combustión también incide en la cantidad de óxidos de nitrógeno que se emiten. En el caso del carbón, por ejemplo:

- las calderas de parrilla móvil emiten menos NO_x, ya que la temperatura de combustión es relativamente baja y la combustión es progresiva, a medida que el combustible avanza por la parrilla;

Tabla 1.7: Contenido de nitrógeno en el combustible

Combustible	Contenido de nitrógeno del combustible (% de peso, seco, sin cenizas)
Carbón	0,5 – 2
Biomasa (madera)	<0,5
Turba	1,5 – 2,5
Fuelóleo	<1,0
Gas natural	0,0
Gases derivados	0,1 – 1 (>>1 fuentes químicas)

- las calderas de carbón pulverizado emiten más NO_x , aunque la cantidad puede variar según la clase de quemador y el diseño de la cámara de combustión;
- las calderas de lecho fluidizado producen menos emisiones de NO_x que las calderas tradicionales, aunque emiten una mayor cantidad de N_2O [4, OSPAR, 1997].

En las instalaciones que utilizan combustibles gaseosos y combustibles líquidos destilados, la mayor parte de NO_x se producen en forma de NO_x térmico. La cantidad de NO_x de combustible es mayor en instalaciones alimentadas con carbón y fuelóleo pesado, ya que estos combustibles contienen un porcentaje más elevado de nitrógeno.

La cantidad de NO_x producido como NO_x súbito suele ser mucho menor que la que se genera mediante los demás tipos de reacción.

El mecanismo de formación del óxido nitroso (N_2O) todavía no se ha determinado completamente. Un posible mecanismo de formación, comparable con la formación de NO , se basaría en productos intermedios (HCN , NH_3). Se ha observado que con una temperatura de combustión baja, es decir, por debajo de $1.000\text{ }^\circ\text{C}$, se produce una cantidad de emisiones de N_2O superior. La molécula de N_2O es relativamente estable a temperaturas bajas, mientras que si la temperatura es alta, el N_2O se reduce a N_2 . Comparado con las emisiones de las unidades de combustión fijas tradicionales, las emisiones de óxido nitroso producidas por la combustión en lecho fluidizado burbujeante, circulante o a presión son relativamente altas. Los experimentos realizados en el laboratorio demuestran que el óxido nitroso se forma en procesos de reducción catalítica selectiva (RCS) con un nivel máximo o cercano a la franja de temperatura óptima del proceso [1, Corinair, 1996]. Por otra parte, el óxido nitroso (N_2O) contribuye directamente al efecto invernadero, debido a la absorción infrarroja térmica en la troposfera. La vida del N_2O en la troposfera es bastante larga, ya que su interacción con otros gases, nubes y aerosoles es mínima. El N_2O se descompone en presencia de O_3 , con la posterior formación de NO_2 y NO , clasificados como NO_x .

1.3.2.3. POLVO Y PARTÍCULAS

El polvo que se produce durante la combustión de carbón, turba y biomasa procede, en su mayor parte, de la fracción mineral del combustible. Una pequeña proporción de este polvo puede estar integrada por diminutas partículas formadas por la condensación de los compuestos volatilizados durante la combustión.

El tipo de proceso de combustión utilizado tiene una incidencia considerable en la proporción de cenizas que contienen las emisiones de gas de combustión de las calderas. Por ejemplo, las calderas de parrilla móvil producen una cantidad de cenizas volantes relativamente baja (entre un 20% y un 40% del total de cenizas), mientras que la cantidad generada por las calderas de carbón pulverizado es mucho mayor (entre un 80% y un 90%).

La combustión de combustibles líquidos también puede generar emisiones de partículas, aunque en menor medida que el carbón. En especial, si las condiciones de combustión no son las adecuadas, se puede formar hollín, que podría producir aglomerados de ácidos con propiedades corrosivas en presencia de trióxido de azufre.

La combustión de gas natural no produce emisiones de polvo significativas. Sin embargo, algunos gases industriales pueden contener partículas que deberían filtrarse en el proceso de producción o, si no fuera posible, antes de la combustión.

En algunas instalaciones también cabe la posibilidad de que se produzcan emisiones difusas (manipulación y almacenamiento del carbón al aire libre, trituración del carbón que se utiliza en las calderas de carbón pulverizado, manipulación de las cenizas, etc.). [4, OSPAR, 1997].

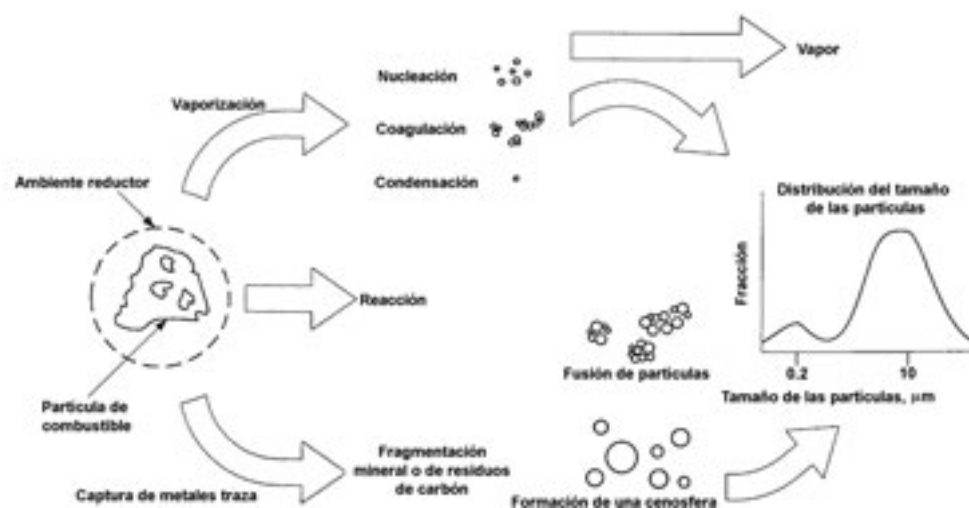
Las partículas con un diámetro inferior a 2,5 μm pueden ser perjudiciales para el medio ambiente, ya que su reducido tamaño les permite quedar suspendidas en la atmósfera durante días o incluso semanas. Asimismo, la aglomeración de compuestos que persisten en el suelo durante largos periodos de tiempo o se diluyen y se transfieren a los medios acuáticos también puede tener consecuencias ecológicas negativas. La distancia que recorren las partículas antes de depositarse o precipitarse depende de sus características físicas y de las condiciones climáticas. El tamaño, la densidad y la forma interfieren en la velocidad en que las partículas se depositan. Las partículas de más de 10 μm de diámetro se detienen con bastante rapidez y ejercen un mayor impacto cerca de la fuente de emisión. En cambio, las partículas con un diámetro inferior a 10 μm y, en particular, las que poseen un diámetro de menos de 2,5 μm , pueden desplazarse cientos de kilómetros antes de depositarse. Los aerosoles suelen actuar como núcleos de condensación en la formación de nubes y se dispersan con la lluvia.

Las técnicas de control de emisiones industriales para partículas son muy eficientes y consiguen eliminar hasta un 99,8% del peso de las partículas emitidas por la combustión de gas sin depurar. En el caso de las partículas más pequeñas, como las PM_{10} y menores, la eficiencia de eliminación disminuye y se sitúa entre un 95% y un 98%. Por este motivo, la mayoría de partículas que emiten las grandes instalaciones de combustión a la atmósfera poseen un diámetro de entre 0,1 μm y 10 μm .

1.3.2.4. METALES PESADOS

La emisión de metales pesados, también conocidos como metales traza, se debe a su presencia como componentes naturales en los combustibles fósiles. Las emisiones de la mayoría de metales pesados observados (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, Zn, V) suelen producirse en forma de compuestos (como óxidos o cloruros) llevados por las partículas. Sólo el Hg y el Se se encuentran presentes, como mínimo parcialmente, en la fase gaseosa. El Hg es especialmente conocido por ser un contaminante transfronterizo de largo alcance, que puede causar problemas de contaminación en zonas muy alejadas del punto de origen de la emisión. Los elementos menos volátiles tienden a condensarse en la superficie de partículas más pequeñas en el flujo de gas de combustión y, por lo tanto, se produce un enriquecimiento de las fracciones más reducidas de partículas. A continuación se incluye un ejemplo de partición de metales pesados durante la combustión de carbón.

Figura 1.4: Partición de los elementos traza durante la combustión de carbón
[107, Davidson, 2000]



Normalmente, el contenido de metales pesados del carbón supera en varias unidades el del petróleo (excepto, en algunos casos, con el Ni y el V en el fuelóleo pesado)

o el del gas natural. Gran parte de los metales pesados forman parte de compuestos químicos, como óxidos, sulfatos, aluminosilicatos, y minerales, como anhidritas y yeso. La lixivialidad de los elementos depende de la naturaleza y el tamaño de la partícula del compuesto. Durante la combustión del carbón, por ejemplo, las partículas experimentan complejos cambios que comportan la vaporización de los elementos volátiles. El grado de vaporización de los compuestos de metales pesados depende de las características del combustible (como las concentraciones en el carbón o la fracción de compuestos inorgánicos como el calcio) y de las características de la tecnología utilizada (como el tipo de caldera o el modo de funcionamiento).

La Tabla 1.8 proporciona información sobre las emisiones de metales pesados en las instalaciones de combustión de la UE-15 en 1990.

1.3.2.5. MONÓXIDO DE CARBONO

El monóxido de carbono (CO) aparece siempre como producto intermedio en el proceso de combustión, especialmente en condiciones de combustión subestequiométrica. La dirección de la instalación deberá intentar reducir al mínimo la formación de CO, ya que esta sustancia es un indicador de riesgo de corrosión y de combustible sin quemar y, por lo tanto, conlleva una pérdida de eficiencia. Los mecanismos de formación de CO, NO térmico y compuestos orgánicos volátiles dependen, de forma muy similar, de las condiciones de combustión [1, Corinair, 1996].

1.3.2.6. GASES DE EFECTO INVERNADERO (DIÓXIDO DE CARBONO Y OTROS GASES)

Desde los inicios de la industrialización, el equilibrio energético del planeta ha ido cambiando como resultado de las crecientes emisiones de gases de efecto invernadero antropogénicos, en su mayoría dióxido de carbono (CO₂). El CO₂ que se ha acumulado en la atmósfera durante los últimos dos siglos ha aumentado la cantidad de radiación infrarroja atrapada en la atmósfera. Al mismo tiempo, se ha detectado un incremento considerable de la temperatura¹ media del planeta y de las concentraciones de CO₂ en la atmósfera, como se muestra en la Figura 1.5. y la Figura 1.6.

Se cree que el aumento de la temperatura media del planeta, que se debe a una mayor concentración atmosférica de gases de efecto invernadero, cambiará el clima de la Tierra si no se reducen las emisiones de este tipo de gases (principalmente, de CO₂).

1 De 1856 a 1998, las variaciones anuales de la temperatura media global y europea entre 1961 y 1990 muestran un incremento de entre 0,3 °C y 0,6 °C. 1998 fue el año más caluroso registrado, y 1997 el año más caluroso antes de 1998. Esto se debe, en parte, al fenómeno de El Niño/Oscilación del Sur (ENSO) de 1997/1998, que alcanzó los límites más elevados nunca registrados (Hadley Centre/The Met. Office, 1998a). El fenómeno ENSO es un ciclo de fluctuaciones naturales de las temperaturas del océano Pacífico que comporta cambios de gran magnitud en las precipitaciones tropicales y el comportamiento de los vientos [11, EEA, 1999].

Tabla 1.8: Emisiones anuales de metales pesados procedentes de instalaciones de combustión de la UE-15 en 1990

Fuente	Combustible	As (toneladas)	Cd (toneladas)	Cr (toneladas)	Cu (toneladas)	Hg (toneladas)	Ni (toneladas)	Pb (toneladas)	Zn (toneladas)
Total en la UE-15		575	203	1.170	3.040	245	4.860	1.930	11.100
Combustión fija (total de los siguientes tres apartados)	Todos los combustibles (total)	491,8	57,8	397,5	390,1	89,6	2.780,6	885,8	1.597,8
	Lignito	276,9	19,1	192,6	104,2	43,4	1.681,5	190,5	395,4
	Carbón	20,2	3,42	19,3	40,5	8,69	24	26,6	85
Combustión en la generación de energía (incluidas centrales energéticas públicas, instalaciones de cogeneración y centrales de calefacción urbana)	Fuelóleos	130	4,42	40	42,1	21,2	94,4	105	219
	Otros combustibles	117	10,2	132	19,9	1,39	1.560	30,3	32,5
	Todos los combustibles (total)	9,73	1,06	1,36	1,72	12,2	3,05	28,6	58,9
Combustión en los sectores comercial, institucional y residencial (incluidos calderas, turbinas de gas y motores fijos)	Todos los combustibles (total)	37,7	10,1	24,2	28,3	13,4	128,9	115,9	174,4
	Lignito	2,02	0,483	0,89	0,325	4,2	15,5	21,5	0,284
	Carbón	23,4	1,39	10,9	16,3	3,3	38,4	43	33,9
Combustión en la industria (incluidos calderas, turbinas de gas y motores fijos)	Fuelóleos	9,46	2,35	9	3,14	0,253	73	7,88	6,19
	Otros combustibles	2,82	5,91	3,42	8,53	5,61	1,94	43,5	134
	Todos los combustibles (total)	177,2	28,6	180,7	257,6	32,8	970,2	579,4	1.028
Combustión en la industria (incluidos calderas, turbinas de gas y motores fijos)	Lignito	65,6	8,95	62,8	140	13,7	80,7	81,4	219
	Carbón	52,3	1,58	35,7	27,2	8,66	69,7	148	328
	Fuelóleos	50,6	12	69,5	43,5	1,53	805	199	148
Otros combustibles	8,72	6,07	12,7	46,9	8,94	14,8	151	333	

Datos obtenidos del Inventario Europeo de Metales Pesados y Contaminantes Orgánicos Persistentes para 1990, [10, Berdowski, et ál., 1997]

Figura 1.5: Temperatura media del planeta y cantidad de CO₂ emitido durante el último siglo [13, Verbund, 1998]

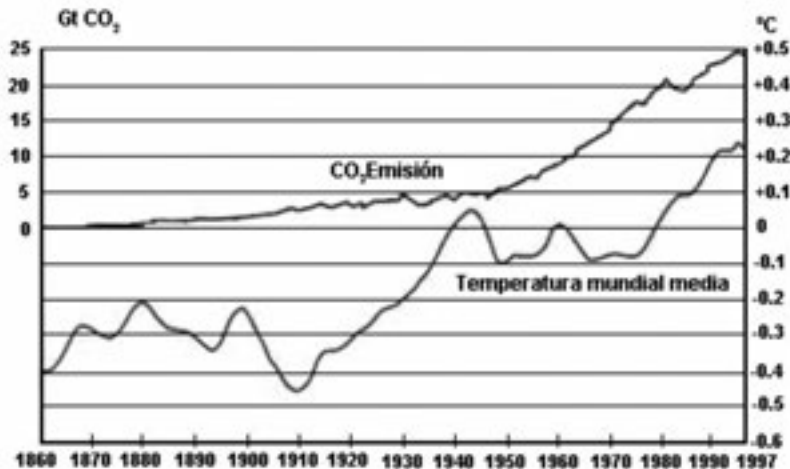
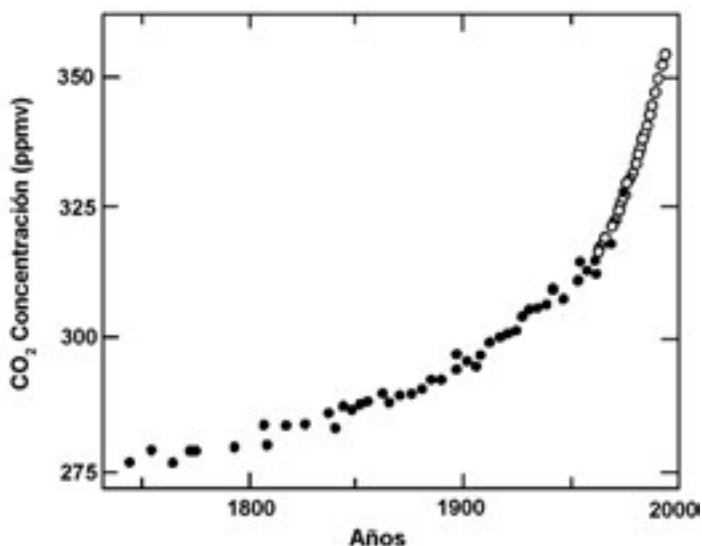


Figura 1.6: Cambios de las concentraciones de CO₂ en la atmósfera



Los únicos gases de efecto invernadero relevantes procedentes de la combustión de combustibles fósiles en grandes instalaciones de combustión son el dióxido de carbono (CO₂) y el óxido nítrico (N₂O). El dióxido de carbono (CO₂) que generan las grandes instalaciones de combustión representa, aproximadamente, un tercio de las emisiones mundiales de CO₂. Varios científicos creen que las consecuencias naturales de este fenómeno, como las manchas solares o las partículas cósmicas, los acontecimientos geológicos y, en especial, la mayor cantidad de vapor de agua en la atmósfera, también podrían contribuir al calentamiento del pla-

neta. La Tabla 1.9 muestra la contribución estimada de los gases de efecto invernadero al calentamiento del planeta (la información se ha obtenido de [14, EEA, 1999]).

Tabla 1.9: Gases de efecto invernadero: cambios en la concentración, contribución al calentamiento del planeta y fuentes principales
[12, AIE, 2001]

Gas	Incremento en la concentración desde 1750 aprox.	Contribución al calentamiento del planeta ¹	Principal fuente antropogénica
CO ₂	30%	64%	Combustión de combustible fósil (incluidos la generación de energía y el transporte)
			Deforestación y utilización del suelo
			Producción de cemento
N ₂ O	15%	6%	Uso de fertilizantes
			Desbroce y despeje del terreno
			Producción de ácido adípico y nítrico
			Quema de biomasa
			Combustión de combustible fósil

Notas:

1 Para comparar el impacto de distintos gases, se suele utilizar el potencial de calentamiento global (PCG) relativo al CO₂, en el cual el CO₂ tiene un valor de 1. El PCG es un concepto que tiene en cuenta la capacidad de absorción de energía del gas y su permanencia en la atmósfera. El PCG debe aplicarse siempre en un periodo determinado de tiempo. Algunos ejemplos del PCG en un periodo de 100 años son: 21 para el CH₄, 310 para el N₂O y varios miles para diversos compuestos halogenados. Las emisiones que toman en consideración los valores del PCG se llaman equivalentes de CO₂.

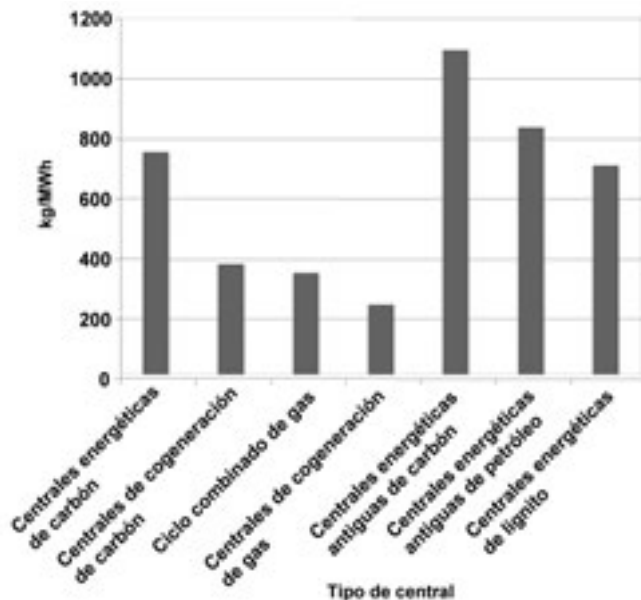
El dióxido de carbono (CO₂) es el principal producto de reacción en la combustión de cualquier combustible fósil. Las emisiones de CO₂ están directamente relacionadas con el contenido de carbono de los combustibles. Por ello, los combustibles gaseosos emiten cantidades mucho menores de CO₂ que otros combustibles fósiles. El contenido de carbono del carbón y el lignito (hulla y lignito pardo) varía entre 61% y 87% en peso, el de la madera es de 50% en peso, aproximadamente, y el del gasóleo y el fuelóleo pesado, de 85% en peso, aproximadamente [1, Corinair, 1996]. La Tabla 1.10 presenta los factores de emisión específicos del CO₂ de los principales combustibles utilizados en las grandes instalaciones de combustión.

La Figura 1.7 muestra las emisiones de CO₂ calculadas como kg de CO₂ por MWh de electricidad generada en distintos tipos de instalaciones de combustión [133, Strömberg, 2001].

Tabla 1.10: Factores de emisión específicos del CO₂ de los principales combustibles utilizados en las grandes instalaciones de combustión [192, GTT, 2003]

Combustible	Factores de emisión específicos del CO ₂ (t CO ₂ /TJ (g/kWh))
Gas natural	55 (198)
Fuelóleo pesado (HFO)	80 (288)
Fuelóleo ligero (LFO)	77 (277)
Carbón	95 (342)
Lignito	110 (396)

Figura 1.7: Ejemplos de emisiones de CO₂ en distintos tipos de instalaciones de combustión (calculado como kg de CO₂ por MWh de electricidad generada) [133, Strömberg, 2001]



Las emisiones de CO₂ de la UE disminuyeron un 1% entre 1990 y 1996. No obstante, la tendencia varía considerablemente entre los distintos Estados miembros. El descenso experimentado en la UE depende, en gran medida, de las reducciones obtenidas en Alemania y el Reino Unido. Alemania ocupa el primer puesto en cuanto a emisiones de CO₂ en la UE, con aproximadamente un 30% del total de las emisiones de la UE en 1995. Entre 1990 y 1996 la reducción absoluta de emisiones más destacada se registró en Alemania, principalmente a causa de la reestructuración económica de la antigua República Democrática Alemana. La sustancial reducción de las emisiones en el Reino Unido se debe, sobre todo, al cambio del carbón

al gas natural [14, EEA, 1999]. La Tabla 1.11 proporciona información sobre las emisiones de gases de efecto invernadero y la eliminación o disminución de las emisiones de CO₂ en los 15 Estados miembros de la UE (UE-15). Para información más detallada sobre las emisiones de gases de efecto invernadero en la Comunidad Europea, consulte el Inventario anual de gases efecto invernadero de la Unión Europea de 1990 – 1996 [14, EEA, 1999] (<http://www.eea.eu.int/>).

Tabla 1.11: Emisiones de gases de efecto invernadero y eliminación/reducción de las emisiones en 1996 [14, EEA, 1999]

Estados miembros	CO ₂ (millones de toneladas)		CH ₄ (kt)	N ₂ O (kt)
	Emisiones	Eliminación/ reducción		
Austria	62	14	580	13
Bélgica	129	2	591	35
Dinamarca	60	1	430	33
Finlandia	66	14	270	18
Francia	399	60	2.844	174
Alemania	910	30	4.788	210
Grecia	92	-	457	29
Irlanda	35	6	800	26
Italia	448	36	2.516	162
Luxemburgo	7	0	24	1
Países Bajos	185	2	1.179	72
Portugal	51	1	834	14
España	248	29	2.370	90
Suecia	63	32	297	10
Reino Unido	593	19	3.712	189
UE-15	3.347	247	21.692	1.076

Notas: las estimaciones de Austria, Dinamarca, Francia, Italia, Portugal y España para el año 1996 no están disponibles. Para estos países se han utilizado los datos de los años 1994 y 1995 para obtener una estimación preliminar del año 1996 en la UE-15. Las estimaciones de CO₂ no están corregidas para tener en cuenta la temperatura o la comercialización de electricidad. Algunos Estados miembros utilizan estimaciones de CO₂ corregidas para reflejar de forma más precisa las circunstancias nacionales.

1.3.2.7. CLORURO DE HIDRÓGENO

Las grandes instalaciones de combustión, que no disponen de sistemas de desulfuración de los gases de combustión, son una de las principales fuentes de emi-

siones de cloruro de hidrógeno a la atmósfera. Estas emisiones se deben a las cantidades traza de cloruro que contienen combustibles fósiles como el carbón y el petróleo. Cuando estos combustibles se queman, liberan pequeñas cantidades de cloruro, parte del cual se combina con hidrógeno para formar cloruro de hidrógeno. Al unirse a la humedad del aire, este ácido se transforma en aerosol de cloruro de hidrógeno, que agrava el problema de la acidificación. El cloruro de hidrógeno se diluye a medida que se desplaza por la atmósfera.

1.3.2.8. FLUORURO DE HIDRÓGENO

Al igual que el cloruro, el fluoruro es un elemento presente de manera natural en los combustibles fósiles. Si no se utiliza un sistema para desulfurar los gases de combustión, cuando se genera energía a partir de combustibles fósiles como el carbón, el combustible aporta fluoruro a los gases de combustión. Este elemento se combina con el hidrógeno para formar fluoruro de hidrógeno y aprovecha la humedad del aire para formar fluoruro de hidrógeno en forma de aerosol. En algunas ocasiones, el intercambiador de calor rotativo y el precalentador de aire de combustión pueden emitir fluoruro de hidrógeno arrastrado junto con otras partículas.

1.3.2.9. AMONÍACO (NH_3)

Las emisiones de amoníaco (NH_3) no provienen de la combustión de combustibles fósiles, sino que son el resultado de una reacción incompleta del amoníaco utilizado en el proceso de desnitrificación. El amoníaco se emplea como aditivo en las unidades de RCS y RNCS, como amoníaco puro o bien disuelto en agua. Esta sustancia reacciona químicamente y forma NH_4HSO_4 y, en su mayor parte, se elimina del sistema junto con las cenizas volantes. Si no se utiliza un sistema para eliminar las partículas o una unidad de DGC después de la desnitrificación de los gases de combustión (configuración de tratamiento final), el amoníaco sin reaccionar, o escape de amoníaco, se emite a la atmósfera junto con los gases de combustión. El escape de amoníaco en las instalaciones de RCS y RNCS aumenta proporcionalmente con la relación NH_3/NO_x , o bien cuando la actividad catalítica disminuye.

1.3.2.10. COMPUESTOS ORGÁNICOS VOLÁTILES (COV)

Existen múltiples fuentes de emisión de compuestos orgánicos volátiles producidos por actividades industriales, aunque la combustión de combustibles fósiles es una de las más destacadas.

1.3.2.11. COMPUESTOS ORGÁNICOS PERSISTENTES (COP), HIDROCARBUROS AROMÁTICOS POLICÍCLICOS (HAP), DIOXINAS Y FURANOS

Los compuestos orgánicos persistentes más importantes, emitidos durante la combustión de combustibles fósiles, son los hidrocarburos aromáticos policíclicos

(HAP), las policlorodibenzodioxinas (PCDD) y los policlorodibenzofuranos (PCDF).

Las PCDD y los PCDF son moléculas no muy volátiles que, cuando son adsorbidas por partículas generadas durante la combustión, adquieren una estabilidad térmica y química muy elevada en el medio ambiente, de manera que sólo se pueden destruir con temperaturas superiores a 1.000 °C. Asimismo, cabe destacar que estas moléculas no están presentes sólo en los gases de las chimeneas, sino que también se encuentran en los residuos sólidos de cualquier proceso de combustión, como las cenizas de fondo, las escorias y las cenizas volantes.

Existen 75 tipos de dioxinas y 135 tipos de furanos. Para cuantificar las emisiones de estos compuestos según su toxicidad, se calcula la concentración o el flujo emitido a partir del factor de equivalencia tóxica (TEF, por sus siglas en inglés) característico de cada una de las formas moleculares de PCDD/PCDF que se encuentran en la mezcla². La sustancia 2,3,7,8-tetraclorodibenzodioxina se considera la PCDD más tóxica y, por este motivo, se utiliza como sustancia de referencia, con valor 1 en el TEF. También se consideran sustancias especialmente tóxicas las moléculas 2,3,7,8 sustituidas.

La actividad de las dioxinas en una mezcla se expresa con la cantidad equivalente tóxica (TEQ, por sus siglas en inglés) definida según la ecuación:

$$\text{TEQ} = \sum \text{isómeros} \times \text{TEF}$$

Además del carbón, la madera que se utiliza en las instalaciones de combustión también es una fuente potencial de emisiones de estas sustancias. El proceso más utilizado es el reciclaje de madera para la generación de energía, por ejemplo, en forma de aglomerado o de residuos de madera tratada o que contiene compuestos orgánicos clorados (PCP, lindane, PVC, NH₄Cl, etc.). Además, la combustión combinada de residuos (lodos de aguas residuales, plásticos y otras sustancias) utilizada en algunas instalaciones de combustión tradicionales podría comportar emisiones considerables de dioxinas [4, OSPAR, 1997].

1.3.3. Emisiones al agua

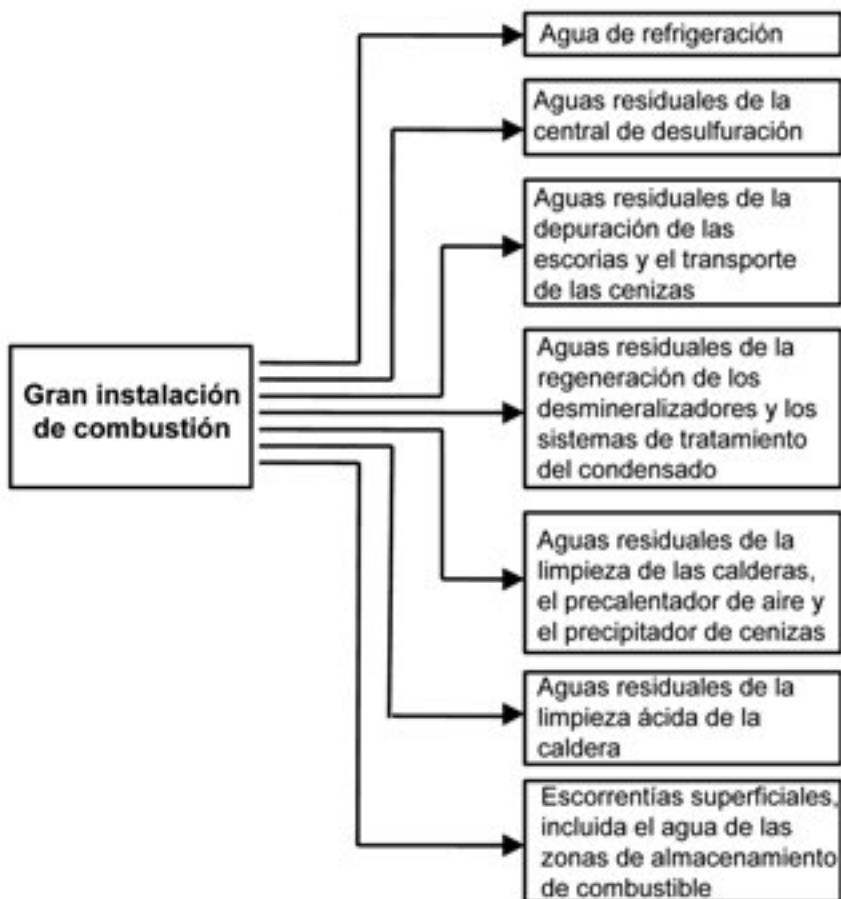
Además de incidir en la contaminación atmosférica, las grandes instalaciones de combustión también son una fuente importante de vertidos hídricos (aguas residuales o de refrigeración) a ríos, lagos y sistemas marinos. Estos vertidos pueden perjudicar la calidad de las aguas en mayor o menor medida, dependiendo del tipo de combustible utilizado, la técnica de reducción de las emisiones, la técnica

² Los valores TEF de las distintas moléculas PCDD/PCDF difieren según el sistema que se utilice. Sin embargo, el sistema CCMS de la OTAN (Comité de Desafíos de la Sociedad Moderna de la OTAN) es el que más se emplea a escala internacional.

de refrigeración y, por consiguiente, la cantidad de agua que se emplee, y los reactivos de tratamiento biológicos y químicos añadidos para la depuración o el mantenimiento. Las principales fuentes de efluentes en una central de combustión que utilice combustible fósil se indican en la figura 1.8.

La eficiencia térmica de un ciclo de combustión está condicionada por los límites termodinámicos del ciclo de Carnot, que es el ciclo de combustión ideal. Esto significa que no toda la energía química del combustible fósil se puede transformar en energía mecánica y ésta, a su vez, en energía eléctrica y, por lo tanto, una proporción considerable de la energía del proceso de combustión se disipa en el condensador y se libera al medio en forma de calor residual. La mayor parte de las instalaciones de combustión utilizan grandes cantidades de agua de refrigeración, que procede de ríos, lagos, aguas subterráneas o del mar.

Figura 1.8: Efluentes de grandes instalaciones de combustión que utilizan combustible fósil



El calor residual se transfiere al agua de refrigeración mediante técnicas de refrigeración, como sistemas en circuito abierto o torres de refrigeración húmeda y, a continuación, al medio acuático. El impacto ecológico de la refrigeración industrial y, por lo tanto, de las técnicas de refrigeración utilizadas en las grandes instalaciones de combustión, se describe en el BREF sobre la aplicación de las MTD en sistemas de refrigeración industrial.

Las corrientes de aguas residuales mencionadas anteriormente pueden estar contaminadas por diferentes tipos de sustancias. En la tabla que se incluye a continuación se enumeran los principales parámetros contaminantes que pueden resultar preocupantes si forman parte de los efluentes de las grandes instalaciones de combustión que se vierten al medio acuático. No obstante, la importancia de cada parámetro dependerá de la calidad del agua bruta, de la configuración de cada instalación y de los procesos utilizados, que también determinan el tipo y la cantidad de contaminante presente en las aguas residuales antes de su tratamiento. El contenido de la Tabla 1.12 no es totalmente válido para las instalaciones de generación de energía que utilizan combustibles gaseosos y líquidos.

Debido a su comportamiento químico, biológico y físico, estos compuestos pueden tener una fuerte incidencia en los sistemas hídricos. Estas sustancias pueden causar cambios en el medio acuático, como un aumento de la acidez o la alcalinidad y, por lo tanto, modificar el pH o la salinidad, reducir el contenido de oxígeno o incluso aumentar el crecimiento de las plantas debido a la emisión de nutrientes vegetales.

Por ejemplo, el agua que procede de la depuración de las escorias y el transporte de las cenizas posee un carácter alcalino, debido a la composición de las cenizas, mientras que el agua procedente de la depuración de la caldera es ácida. Las aguas residuales de la unidad de desulfuración húmeda contienen sales, como cloruros y sulfatos. Gran parte de las aguas del litoral contienen sal marina. Sin embargo, los vertidos de actividades industriales, como las instalaciones de generación de energía, representan una fuente adicional de sal y su efecto puede resultar todavía más relevante si los efluentes se vierten a un río o un lago.

1.3.4. Residuos de combustión y subproductos

Los combustibles fósiles generan diversos residuos y subproductos. Normalmente, los subproductos se utilizan para fabricar materiales comercializables, como el yeso que se obtiene de la desulfuración del gas de combustión. Dependiendo de su origen, los residuos de una central de combustión se pueden dividir en residuos directamente relacionados con el proceso de combustión y residuos generados por el funcionamiento de la central y los equipos auxiliares, como molinos de carbón e instalaciones de tratamiento de aguas. Los residuos directamente relacionados

Tabla 1.12: Lista de contaminantes hídricos procedentes de grandes instalaciones de combustión

Parámetro	Parámetro*
pH	COT
Temperatura	N (total)
Color	P (total)
TSS	Cd
TSD	Cr
DBO	Cu
DQO	Hg
Aceites minerales	Ni
Cloro libre	Pb
NH ₃	Zn
Toxicidad en peces	Cl-
Sb	F-
As	HAP
Co	BTEX
Mn	
Tl	
V	
Sn	
CN	
S	
SO ₃	
SO ₄	
EOX	
Fenol	
PCDD/PCDF	

* de acuerdo con la Decisión de la Comisión 2000/479/CE para la aplicación del EPER: lista por sectores para las instalaciones de combustión >50 MW_{th}, como se prevé en el borrador del documento orientativo sobre la aplicación del EPER (23/8/2000).

con el proceso de combustión de los combustibles fósiles son las cenizas (volantes y de fondo) y los residuos que se generan en la desulfuración de los gases de combustión. En la UE, se producen unas 55.000 kt de residuos sólidos que provienen

de la combustión del carbón. En 1999, se reutilizaron aproximadamente 31.000 kt (55,3%), mientras que las 24.000 kt restantes se desperdiciaron.

- **cenizas de fondo o escorias de la caldera:** las cenizas de fondo son material incombustible que se acumula en el fondo de la caldera y permanece en forma de cenizas no consolidadas. Si la temperatura de combustión es mayor que la temperatura de fusión de las cenizas, éstas permanecen como escoria fundida hasta que se eliminan del fondo de la caldera;
- **cenizas del lecho fluidizado:** las instalaciones de combustión en lecho fluidizado que utilizan un combustible sólido, como el carbón, la biomasa o la turba, generan cenizas formadas por el material sobrante del lecho y las cenizas del combustible. Posteriormente, estas cenizas se eliminan del fondo de la cámara de combustión de lecho fluidizado;
- **cenizas volantes:** representan la parte de material incombustible que sale de la caldera junto con el gas de combustión. Las cenizas volantes se capturan en un dispositivo de control de partículas, como un precipitador electrostático o filtros de mangas, y también se eliminan en diferentes partes de la caldera, como el economizador y el precalentador de aire. Las instalaciones que utilizan carbón o lignito son las que producen una mayor cantidad de cenizas volantes, seguidas por las que utilizan turba y biomasa, mientras que, en las instalaciones alimentadas por combustibles gaseosos, la cantidad generada es mucho más reducida. Cuando se utilizan combustibles líquidos, se produce una cantidad superior de cenizas volantes que con los combustibles gaseosos, aunque bastante menor que con la combustión del carbón;
- **residuos y subproductos de la desulfuración del gas de combustión:** los combustibles fósiles, como el carbón, la turba y el petróleo, contienen azufre en distintas cantidades. Para evitar las emisiones elevadas de anhídrido sulfuroso a la atmósfera, las grandes instalaciones de combustión y, en particular, las centrales con más de 100 MW_{th}, suelen contar con sistemas de desulfuración de los gases de combustión. Las diferentes técnicas de desulfuración que se utilizan en la actualidad generan varios residuos y subproductos. La depuración húmeda con cal o caliza produce yeso como subproducto, y los sistemas de depuración seca producen un residuo formado por una mezcla de sorbente sin reaccionar (cal, caliza, carbonatos de sodio y de calcio), sales de azufre y cenizas volantes.

La mayor parte de los residuos procedentes de las grandes instalaciones de combustión son cenizas y residuos de la desulfuración del gas de combustión. Parte de estos residuos se deposita en vertederos, aunque también se pueden utilizar para distintos fines: como aditivos en la producción de cemento y hormigón, agregado para el hormigón, el asfalto, la recuperación de minas o la estabilización de residuos, entre otras aplicaciones.

El yeso, un subproducto de las instalaciones de desulfuración, se emplea principalmente en la producción de placas de cartón-yeso, y contribuye de manera sig-

nificativa a satisfacer la demanda de yeso. No obstante, el yeso natural todavía ocupa un porcentaje importante del mercado.

Además de los grandes volúmenes de residuos relacionados de forma directa con la combustión, también se genera una cantidad menor de residuos como resultado del funcionamiento de la central y sus instalaciones. Algunos ejemplos son:

- **residuos de la limpieza de las calderas:** residuos que se generan por el mantenimiento de la parte de la caldera que contiene gases o líquidos, como el precalentador de aire, el economizador, el sobrecalentador, la chimenea, el condensador y el equipo auxiliar. En la parte que contiene gases, los residuos de combustión, como el hollín y las cenizas volantes, se acumulan en la superficie del equipo y deben eliminarse periódicamente. En la parte que contiene líquidos, las incrustaciones y las sustancias producidas por la corrosión se acumulan en la caldera y deben eliminarse con cierta frecuencia con soluciones ácidas o alcalinas;
- **desechos de la molienda de combustibles sólidos:** el tamaño de los combustibles sólidos, como el carbón y el lignito, se suele reducir para poderlos introducir en la caldera. Durante la molienda del carbón, las piedras o piritas (un mineral de hierro) se separan del combustible y este residuo sólido se desecha junto con las cenizas de fondo;
- **lodos del tratamiento del agua de reposición:** residuos del tratamiento del agua de reposición para el ciclo de vapor. El tratamiento del agua de reposición de la caldera puede incluir distintos procesos, como la decantación, la floculación, el ablandamiento, la filtración y la ósmosis. Los lodos de tratamiento son los que se producen con estos métodos;
- **resinas usadas de intercambio iónico:** las resinas de intercambio iónico se utilizan para el tratamiento del agua de reposición de la caldera;
- **catalizadores usados de los procesos de RCS:** los catalizadores de RCS se emplean para reducir las emisiones de óxido nítrico a la atmósfera. Estos catalizadores deben reemplazarse periódicamente, ya que se desactivan después de varios años de uso. Actualmente, existen distintos procesos para regenerar estos materiales catalíticos;
- **lodos del tratamiento de las aguas residuales:** lodos generados por el tratamiento de los distintos efluentes de aguas residuales de las grandes instalaciones de combustión;
- **residuos de laboratorio:** pequeñas cantidades de residuos producidos en el laboratorio, por ejemplo, durante el análisis de muestras de combustible, tomas de agua, subproductos, residuos, etc.
- **otros residuos:** residuos que provienen del petróleo utilizado y de equipos que contienen petróleo, equipos que contienen PCB y residuos del tratamiento del combustible (por ejemplo, la depuración del carbón).

La mayoría de los residuos y subproductos mencionados, procedentes del proceso de combustión (cenizas) y del proceso de desulfuración (yeso), así como otros resi-

duos generados en las instalaciones de combustión representan un riesgo potencial para el medio ambiente. Las cenizas que producen las calderas alimentadas con carbón, por ejemplo, contienen elementos como silicio, aluminio, hierro, calcio, magnesio, potasio, sodio y titanio, además de metales pesados como antimonio, arsénico, bario, cadmio, cromo, plomo, mercurio, selenio, estroncio, cinc y otros metales.

La legislación comunitaria actual clasifica como residuos una gran parte de los elementos mencionados que se generan en grandes instalaciones de combustión. Durante muchas décadas la industria ha dedicado grandes esfuerzos a desarrollar métodos para reducir la producción de residuos o reutilizarlos en distintos sectores, como en la fabricación de cemento y en la industria de la construcción, por lo que se ha conseguido reducir la cantidad de residuos que se arroja en los vertederos. De acuerdo con la Directiva del Consejo 75/442/CEE (y sus posteriores modificaciones), esta tendencia es beneficiosa para el medio ambiente, ya que el uso de residuos como materias primas ayuda a conservar los recursos naturales y a reducir la cantidad total de residuos por eliminar.

Tanto las cenizas de fondo como las cenizas volantes de la combustión del carbón contienen varios elementos de la tierra donde se encontraba el carbón. Una de las características más distintivas de estas sustancias es que la mayoría del material se encuentra en forma de polvo o sinterizado, y la mayor parte de los elementos están dentro de una matriz cristalina. Por este motivo, en las listas nacionales e internacionales de residuos, están legalmente clasificadas como residuos inertes, inactivos y no tóxicos (por ejemplo, como residuos no tóxicos en la lista europea de residuos, según la Decisión 2001/118/CE y en la lista verde de la Decisión C(92)39/final de la OCDE).

Algunos subproductos ocupan fracciones destacadas en el mercado, como el yeso, que se obtiene de los procesos de desulfuración (el yeso ha sido clasificado como residuo no tóxico en la lista europea de residuos, de acuerdo con la Decisión 2001/118/CE), y se utiliza como materia prima principal para fabricar placas de cartón-yeso. En este sentido, los esfuerzos realizados por la industria ayudan a disminuir los efectos negativos en distintos medios y reducen el riesgo de daños ecológicos.

1.3.5. Emisión de ruido

Los ruidos y vibraciones son una consecuencia frecuente del funcionamiento de las grandes instalaciones de combustión, especialmente en el caso de las turbinas de gas, que pueden emitir altos niveles de contaminación acústica. El ruido que emite una central en el medio circundante es un factor que ha sido objeto de muchas quejas en el pasado. Por lo tanto, resulta imprescindible proporcionar información sobre las causas y las estrategias para prevenir o disminuir los ruidos y las vibraciones.

El ruido se produce, principalmente, como consecuencia del transporte y la manipulación de combustible, residuos y subproductos, el uso de bombas y ventiladores de grandes dimensiones, las válvulas de seguridad, los métodos de refrigeración y, evidentemente, las calderas, las turbinas de gas y de vapor y los motores fijos. El ruido y las vibraciones se pueden medir de distintas formas, aunque, normalmente, los datos dependen de cada emplazamiento y hay que tener en cuenta la frecuencia del ruido y la ubicación de las zonas residenciales (receptores sensibles).

El ruido emitido por las instalaciones de combustión tiene un impacto limitado, ya que afecta solamente a las zonas más cercanas a la central. El problema más frecuente, especialmente durante la noche, son las molestias que causa a las personas que viven cerca de las instalaciones. Por este motivo, en algunos países los niveles de ruido se controlan de forma más rigurosa durante la noche.

1.3.6. Emisión de sustancias radioactivas

De acuerdo con el artículo 2.1 de la Directiva IPPC, las sustancias radioactivas naturales no se incluyen en la Directiva IPPC. No obstante, el grupo de trabajo técnico sobre grandes instalaciones de combustión ha acordado incluir algunos datos sobre la emisión de sustancias radioactivas naturales generadas por la combustión de combustibles fósiles en el contenido general de este documento.

Por otra parte, las emisiones de sustancias radioactivas presentes de manera natural en la mayoría de combustibles fósiles no se consideran una cuestión ecológica sustancial en el ámbito del intercambio de información sobre las MTD para las grandes instalaciones de combustión y, por lo tanto, no se incluirá ninguna descripción detallada. A pesar de ello, durante los últimos años, la sociedad europea y, especialmente, las personas que viven cerca de grandes instalaciones de combustión, ha mostrado una creciente preocupación ante las radiaciones procedentes de la combustión de combustibles fósiles y, en especial, de la combustión de grandes cantidades de carbón. No obstante, en la práctica, las emisiones de sustancias radioactivas a la atmósfera de una central o de una chimenea en particular han demostrado ser casi inapreciables comparadas con la radiación natural del ambiente.

Ello se debe a que, después de la combustión del carbón, el lignito o la turba, la mayoría de sustancias radioactivas permanecen en las cenizas. Un análisis de la radioactividad del material sólido que se encuentra en las centrales energéticas demuestra que, en el caso del carbón, más de un 90% de la radioactividad queda atrapada en las cenizas. En los productos resultantes de la desulfuración del gas de combustión, como el yeso de la DGC, sólo se detecta un reducido porcentaje de radioactividad. La concentración de radionúclidos en la ceniza depende de la concentración de radionúclidos del carbón, el contenido de cenizas del carbón y las condiciones específicas de la central. Por su contenido de ceniza, las concentra-

ciones de núclidos radioactivos naturales de las cenizas volantes superan las del carbón en un porcentaje de 2 a 15. Los resultados obtenidos en el análisis internacional de la actividad radioactiva de las cenizas volantes producidas por la combustión de carbón se sitúan entre 60 y 1.000 Bq/kg. En las series de uranio, los valores medios se encuentran entre 90 y 180 Bq/kg y los máximos alcanzan los 1.000 Bq/kg. Las series de torio poseen unos valores medios de entre 70 y 150 Bq/kg, con un máximo de 290 Bq/kg.

Las cenizas de turba se utilizan como relleno, para aplicaciones paisajísticas, para producir hormigón y como material de relleno en la construcción de carreteras. También se pueden o enterrar o depositarlas en vertederos. La exposición a la radiación de la manipulación y la utilización de cenizas de turba se ha estimado mediante índices de actividad. En las cenizas de turba, las concentraciones de actividad de los radionúclidos son entre 20 y 25 veces superiores que en la turba. Las concentraciones de radio y torio son similares a las que se encuentran en la tierra y las rocas. La concentración de uranio (hasta 1.000 Bq/kg) es, normalmente, unas 25 veces superior a la de la arena y la grava.

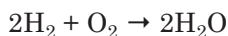
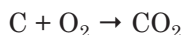
2. Técnicas habituales para la generación de energía

2.1. Principios de la combustión

Las calderas necesitan una fuente de calor con una temperatura suficientemente alta para producir vapor. El combustible fósil, cuando se utiliza para generar vapor, se suele quemar en el hogar o cámara de combustión de la caldera. Los generadores de vapor también pueden aprovechar la energía térmica en forma de calor residual procedente de otros procesos.

La combustión se puede definir como la combinación química rápida de oxígeno con los elementos combustibles de un carburante. Sólo existen tres elementos químicos combustibles significativos: el carbono, el hidrógeno y el azufre, aunque este último resulta menos relevante como fuente de calor.

Cuando el carbono y el hidrógeno se queman, con la ayuda del oxígeno, se convierten en CO_2 y H_2O respectivamente, de acuerdo con las siguientes reacciones:



El aire es la fuente habitual de oxígeno en los hogares de las calderas. Estas reacciones de combustión son exotérmicas y el calor que se desprende está integrado, aproximadamente, por 32.800 kJ/kg de carbono quemado y 142.700 kJ/kg de hidrógeno quemado. Para calcular la energía de los combustibles fósiles no es suficiente sumar la energía obtenida del contenido de hidrógeno y de carbono, ya que la energía química de la formación molecular también debe tenerse en cuenta. Además, el azufre y otros elementos de los combustible también contribuyen en la generación de energía. Debido a que, durante la combustión, el agua se transforma en vapor, el contenido de agua de un combustible reduce el calor que se trasfiere al generador de vapor. Esta energía se contabiliza como «poder calorífico inferior» (PCI). El PCI se puede comparar con el «poder calorífico superior» (PCS), definido para todos los productos de combustión en condiciones ambiente (1 bar, 25 °C).

La mayor parte de la energía adicional sólo se puede aprovechar si se condensa el H_2O gaseoso del gas de combustión en H_2O líquido, a una temperatura inferior al punto de rocío del agua, es decir, por debajo de los 40 °C.

El objetivo de una buena combustión es liberar todo este calor y reducir las pérdidas producidas por imperfecciones de la combustión y corrientes de aire supér-

fluas. Para la combinación de los elementos de combustión y los compuestos de un carburante con oxígeno es necesaria una temperatura suficientemente alta para que los elementos se enciendan y una buena mezcla o turbulencia, además del tiempo suficiente para que la combustión sea completa.

En el hogar de una caldera (donde no se realiza ninguna actividad mecánica), el calor residual derivado de la reacción de los elementos de combustión con el oxígeno dependerá completamente de los productos de combustión y no de las combinaciones intermedias que puedan tener lugar antes de alcanzar el resultado final.

Esta ley se puede demostrar de forma muy sencilla si observamos la reacción de 1 kg de carbono con oxígeno para producir una cantidad determinada de calor. Si se dan algunas condiciones concretas, la reacción puede producir CO_2 directamente, aunque, en otras ocasiones, también puede reaccionar en dos fases: primero, se forma CO , que produce una cantidad de calor mucho menor y, a continuación, el CO reacciona para formar el CO_2 . Sin embargo, la suma del calor producido en los dos casos es exactamente la misma, ya que los 32.800 kJ/kg se generan cuando el carbono se quema para formar CO_2 .

El hecho de que el carbono pueda reaccionar de estas dos maneras en contacto con el oxígeno resulta de suma importancia a la hora de diseñar los equipos de combustión. Los métodos de combustión deben garantizar una mezcla perfecta del combustible y el oxígeno para que todo el carbono se transforme en CO_2 y no en CO . De lo contrario, las pérdidas en la eficiencia de combustión y en la cantidad de calor obtenido del combustible pueden ser considerables, ya que, si se forma CO en lugar de CO_2 , sólo se libera un 28% del calor aprovechable del carbono.

2.2. Procesos de combustión técnicos más comunes

Este capítulo está especialmente concebido para quienes quieran adquirir unos conocimientos generales sobre la industria y para quienes estén interesados en la interrelación entre los procesos industriales y los temas que se describen en los apartados siguientes.

2.2.1. Conversión general del combustible en calor

La información de este apartado se presenta en forma de resumen y pretende proporcionar una visión general de diferentes técnicas de combustión. En los casos necesarios, los procesos de combustión se explicarán más detalladamente en los capítulos específicos para cada combustible. Normalmente, las técnicas de combustión se aplican con presión atmosférica, aunque también se pueden modificar

para funcionar con presiones más elevadas. Con todos los sistemas de combustión, casi el 100% de la energía del combustible (poder calorífico neto) se convierte en calor. Esta eficiencia de combustión se llama «utilización del combustible» y determina la eficiencia general de todos los procesos.

En la mayoría de aplicaciones, este calor neto generado a partir del combustible se transfiere y se utiliza en los procesos de vapor. El carbono sin quemar, convertido en cenizas, CO y compuestos orgánicos volátiles (COV), representa la pérdida de energía del combustible en el proceso de combustión.

En los procesos de gasificación de combustibles sólidos o líquidos, el calor se obtiene en dos fases distintas: en primer lugar, el combustible se gasifica y, a continuación, se quema el gas producido. En sistemas a presión, el calor generado se puede utilizar directamente en las turbinas de gas o los motores de combustión después de depurar el gas.

La extracción de combustibles gaseosos (o líquidos) especiales genera productos específicos, que se utilizan, por ejemplo, en refinerías y no en grandes instalaciones de combustión.

La selección del sistema utilizado en una instalación dependerá de las cargas, la disponibilidad de los combustibles y los requisitos energéticos de la central eléctrica. Asimismo, las instalaciones que utilizan estos sistemas requieren procesos auxiliares que sirvan de soporte para la generación de electricidad. Estos procesos auxiliares pueden incluir distintas operaciones como, por ejemplo, el procesamiento del carbón y el control de la contaminación [21, US EPA, 1997].

2.2.2. Combustión de combustible sólido pulverizado

En más de un 90% de los sistemas que utilizan combustibles sólidos el combustible se pulveriza antes de la combustión. En general, existen dos opciones posibles:

- **hogar de cenizas de fondo seco:** este tipo de hogar funciona a temperaturas muy inferiores al punto de fusión de las cenizas con el fin de mantener la calidad. Para evitar la formación de escorias, la temperatura debe ser suficientemente baja para que las cenizas no se adhieran a las paredes y aquéllas que van a parar al fondo de la caldera se mantengan en estado sólido. En el capítulo 4 se incluye más información acerca de los sistemas de combustión de carbón.
- **hogar de cenizas fundidas:** este tipo de hogar funciona con temperaturas superiores al punto de fusión de las cenizas, factor que garantiza la formación de cenizas líquidas con una fluidez suficiente para que se deslicen por las paredes protegidas. Las cenizas líquidas se templean en un colector relleno de

agua. Los hogares de cenizas fundidas se suelen utilizar cuando se emplean combustibles de baja calidad de combustión, y permiten reciclar las cenizas volantes. Además, la cocombustión de los residuos suele ser más sencilla en este tipo de hogares. En el capítulo 4 se incluye más información sobre los sistemas de combustión específicos para cada combustible.

2.2.3. Hogar de combustión en lecho fluidizado

En los hogares de combustión en lecho fluidizado el combustible sólido que se emplea debe estar molido con cierto grosor. Si las partículas son demasiado pequeñas, se dispersarán y saldrán del lecho fluidizado, mientras que si son demasiado grandes, impedirán la fluidización.

Las unidades pequeñas funcionan a presión atmosférica y con fluidización estática. No obstante, si el tamaño de la caldera es mayor, es preferible la combustión en lecho fluidizado circulante. Para utilizar todo el hogar, resulta indispensable la eliminación de las partículas, la separación ciclónica y el reciclado de las partículas gruesas del lecho. Actualmente, existen algunas centrales piloto de combustión en lecho fluidizado que emplean presiones más elevadas e integran una turbina de gas para la expansión del gas de combustión, y reciben el nombre de sistemas de combustión en lecho fluidizado a presión, aunque esta tecnología todavía se encuentra en fase de desarrollo. En el capítulo 5 se proporciona más información sobre sistemas de combustión con carbón o biomasa.

2.2.4. Combustión en parrilla

En la combustión en parrilla, el tamaño del combustible debe ser menor que el tamaño del sistema de la parrilla. Si las partículas de combustible son demasiado pequeñas, se caerán a través de la parrilla y no se quemarán. Sin embargo, si son demasiado grandes, todavía no se habrán quemado completamente al abandonar la parrilla móvil. En los próximos capítulos se incluye más información sobre los sistemas de combustión de carbón y biomasa.

2.2.5. Combustión de petróleo y gas

Los sistemas de combustión de petróleo y gas representan los dos sistemas básicos de combustión de combustible por pulverización. La combustión del combustible gaseoso se realiza directamente en contacto con el aire. Sin embargo, los combustibles líquidos se pulverizan en el hogar a través de las boquillas. Durante este proceso se generan diminutas gotitas atomizadas por el vapor de alta presión y se producen una gran cantidad de elementos volátiles. Sólo los fuelóleos pesados contienen una cantidad considerable de cenizas. En los quemadores del fondo del

hogar se puede quemar cualquier combustible gaseoso o líquido limpio. En los próximos capítulos se incluye información más detallada acerca de los sistemas de combustión de petróleo y gas.

2.2.6. Gasificación/licuefacción

Las pequeñas unidades de gasificación que funcionan a presión atmosférica se suelen emplear para la combustión de biomasa, cerca de los emplazamientos de recogida de biomasa. Asimismo, también se utiliza el gas obtenido de los procesos de gasificación natural de los vertederos de residuos. En ambos casos, la combustión del gas se realiza en pequeños motores de combustión u otras aplicaciones.

La licuefacción de combustibles sólidos es un proceso más complejo y se ha empleado en refinerías para producir petróleo secundario para el sector del transporte.

En los procesos de gasificación, se consideran productos de partida el combustible gaseoso, el combustible líquido y el combustible sólido restante.

En las grandes centrales energéticas, la gasificación es más interesante si se realiza a presión y a altas temperaturas, ya que el calor se puede transformar directamente en electricidad en las turbinas de gas, e indirectamente en las turbinas de vapor o combinando ambos sistemas (ciclos combinados). El tamaño y el coste de estos sistemas no suelen ser competitivos para la generación de electricidad con carbón o fuelóleo pesado. En los capítulos 5 y 8 se proporciona más información sobre los sistemas de gasificación específicos para cada combustible.

En principio, se pueden utilizar todo tipo de hogares de combustión de combustibles sólidos si se emplean medidas adicionales en los procesos de gasificación. El principal riesgo que se debe evitar es la generación de una mezcla de combustible y aire dentro del radio de explosividad. Los productos intermedios en forma de gases combustibles y combustibles líquidos secundarios volatilizados se pueden utilizar en las turbinas de gas o en los motores de combustión. Para la combustión directa de combustibles sólidos gasificados en las turbinas de gas, es indispensable el uso de sistemas de elevada eficiencia para la eliminación de las partículas de polvo y la desulfuración del gas. Sin embargo, no es necesario aplicar los caros procesos de separación que se requieren en las refinerías. Desde un punto de vista comercial, este factor puede resultar de interés cuando los precios de los combustibles gaseosos y líquidos superan los de los combustibles sólidos. En ambos casos, el proceso de gasificación consume una gran cantidad de la energía que contiene el combustible, por lo que disminuye la eficiencia general. Esta pérdida de eficiencia se puede reducir si se genera vapor utilizando el calor residual del gasógeno. No obstante, la combustión de com-

bustibles gasificados produce menos electricidad que el gas natural con turbinas de gas o ciclos combinados.

2.3. Conversión directa

2.3.1. General

La distribución directa a las turbinas de gas y los motores de combustión de gas (de combustión) de alta temperatura a presión permite generar energía mecánica y, posteriormente, energía eléctrica. Estos sistemas se han desarrollado a partir de sistemas móviles y con frecuencia se utilizan en lugares de difícil acceso, como islas, o bien como turbinas de gas en redes de distribución. Al transferir el calor de combustión, con una alta temperatura, al vapor, con una menor temperatura, se suelen producir pérdidas exergéticas. Por este motivo, existe un creciente interés en los sistemas de alta temperatura, que permiten obtener unos niveles de eficiencia eléctrica superiores. Estas tecnologías se pueden accionar muy rápidamente y pueden satisfacer altas demandas de energía, estabilizar la frecuencia o suministrar voltaje. Además, no es necesario emplear agua de refrigeración y se pueden utilizar junto con procesos de vapor para aumentar la eficiencia global, es decir, en un ciclo combinado.

La eficiencia eléctrica varía según la temperatura ambiente y, por lo tanto, los datos relativos a los sistemas de conversión del calor en electricidad se han calculado en condiciones estándar.

2.3.2. Motores de combustión

Los motores de combustión disponen de uno o más cilindros dentro de los cuales se produce la combustión. Los motores convierten la energía química del combustible en energía mecánica en un proceso similar al que ocurre en el motor de un automóvil. El motor está unido al eje del generador y proporciona energía mecánica para accionar el generador y producir electricidad. Las unidades de generación de combustión internas de las centrales energéticas suelen funcionar en ciclos de cuatro o dos tiempos.

Los motores de combustión pueden ser pequeños o medianos, con una capacidad de entre 2 MW y más de 50 MW. Son más eficientes que las turbinas de gas y, además, suponen unos costes de inversión reducidos, son fáciles de transportar y pueden generar electricidad casi en el mismo momento en que entran en funcionamiento. Por esta razón, los generadores de combustión interna se utilizan con frecuencia para cargas reducidas o bien para suministrar energía de emergencia [21, US EPA, 1997].

Algunos motores (como los motores de dos tiempos de baja velocidad) pueden alcanzar más de 40 MW_e, y los 30 MWe ya no representan una excepción. Estos motores se crearon a partir de sistemas móviles de generación de energía mecánica utilizados para el transporte, en camiones, trenes y barcos. En las centrales energéticas esta energía mecánica se convierte en energía eléctrica gracias a un generador. Esta técnica se suele utilizar para el suministro de energía de emergencia. En comparación con las turbinas de gas, la combustión no es continua, sino que se produce en cámaras de combustión cerradas. Durante la combustión, la presión y la temperatura aumentan considerablemente y, por este motivo, se obtiene una gran eficiencia de conversión en unidades pequeñas. La mayoría de sistemas utilizan gasóleo o fuelóleo pesado como combustible líquido, aunque también se puede emplear combustible gaseoso. Los motores de combustión que funcionan con fuelóleo pesado resultan soluciones rentables para el suministro de electricidad de carga base en sitios de difícil acceso, como las islas.

2.3.3. Turbinas de gas

Las turbinas de gas funcionan de forma similar a las turbinas de vapor. Sin embargo, los álabes de las turbinas de gas se mueven por la acción de los gases de combustión, mientras que en las turbinas de vapor los álabes se accionan con vapor. Además del generador eléctrico, las turbinas también accionan un compresor rotativo que presuriza el aire que, a continuación, se mezcla con el combustible gaseoso o líquido en la cámara de combustión. Cuanto más elevado sea el grado de compresión, mayor será la temperatura y la eficiencia de la turbina. Los gases de combustión se emiten a la atmósfera directamente desde la turbina. Los sistemas de turbinas de gas, al contrario que las turbinas de vapor, no disponen de calderas, suministro de vapor, condensadores ni sistemas de eliminación del calor residual y, por este motivo, los costes de inversión son mucho menores. Las turbinas de gas se suelen utilizar para demandas máximas de energía eléctrica, en cuyo caso se requiere una puesta en marcha rápida y unos periodos cortos de funcionamiento [21, US EPA, 1997].

Comparado con los hogares, las turbinas de gas funcionan a una presión muy elevada. En las turbinas de gas sólo se pueden utilizar directamente combustibles limpios, principalmente gas natural y, con frecuencia, gasóleo como combustible suplementario. Si se utilizan combustibles que contienen cenizas, es necesario emplear sistemas para depurar los gases de combustión en la toma de admisión, como la combustión en lecho fluidizado a presión o la depuración de gases en combinación con la gasificación. En el capítulo 7 se incluye información más detallada sobre los sistemas de combustión de gas.

Las turbinas de gas también se utilizan para satisfacer demandas máximas o cubrir suministros de emergencia en redes de grandes dimensiones. En el caso de

las islas, las turbinas de gas utilizan combustible líquido, en su mayor parte gasóleo, en funcionamiento de carga media o base.

2.4. Procesos técnicos de vapor más comunes

2.4.1. General

La mayoría de centrales energéticas que emplean vapor utilizan la energía de los combustibles para generar vapor con una temperatura y una presión elevadas, ambas necesarias para conseguir un buen nivel de eficiencia. La transferencia de calor del combustible se utiliza para evaporar el agua de la caldera y sobrecalentar el vapor. En la turbina de vapor, el vapor se expande por la caída de presión de la turbina. El nivel de la caída de presión depende de la temperatura del medio refrigerante. La mayor eficiencia eléctrica se consigue a una presión mínima. La refrigeración es necesaria para condensar el vapor.

El agua es el líquido de condensación que consume menos cantidad de energía. El agua de alimentación de la caldera se condensa para regresar al ciclo de agua-vapor. Las técnicas de refrigeración se aplican para eliminar la energía de condensación del vapor en centrales energéticas de condensación, centrales de cogeneración o centrales combinadas de calor y energía.

2.4.2. Centrales energéticas de condensación al vacío

Las llamadas centrales energéticas de condensación emplean fuentes de refrigeración del entorno para condensar el vapor a la temperatura más reducida posible y en condiciones de vacío.

La refrigeración con agua marina permite obtener los mejores resultados en eficiencia, seguidos de la refrigeración directa con agua fluvial. Normalmente, las técnicas de refrigeración menos efectivas son la refrigeración con ciclo de refrigeración intermedio o con torres de refrigeración secas. Para limitar el consumo de energía del transporte, es necesario que exista un gradiente de temperatura entre el vapor y el ambiente. Como la eficiencia eléctrica varía según la temperatura ambiente, los datos se han calculado en condiciones estándares.

2.4.3. Cogeneración/producción combinada de calor y electricidad

En este tipo de centrales, para que la producción de calor sea rentable, es necesario emplear altas temperaturas comparado con la temperatura que requiere una central energética de condensación al vacío. La primera posibilidad es la ex-

tracción de vapor a una presión más elevada. Este vapor se pierde cuando se genera electricidad en la turbina de vapor de baja presión. Sin embargo, la temperatura que se alcanza es suficientemente elevada para suministrar energía a un sistema de calefacción urbana. Otra posibilidad para la producción combinada de calor y electricidad consiste en extraer vapor de la turbina de vapor de baja presión, con una pérdida menor de generación de electricidad. La condensación en un sistema de contrapresión (más de una atmósfera) recupera el agua de la condensación de vapor a más de 100 °C. Los sistemas de calefacción urbana convencionales requieren temperaturas de entre 80 °C y 120 °C. En cualquier caso, si se extrae calor de un circuito optimizado de vapor-agua, la eficiencia eléctrica disminuye. Si aumenta la cantidad de calor recuperado, la electricidad perdida se puede utilizar como calor útil. El coeficiente de calor recuperado para los sistemas de calefacción urbana respecto a la electricidad perdida suele ser siete. Si la temperatura de extracción disminuye, este coeficiente aumentará. No obstante, existen criterios técnicos y sanitarios que establecen la temperatura mínima de los sistemas de calefacción urbana. Los porcentajes más habituales de utilización de combustible se sitúan entre el 75% y el 90%, donde electricidad y calor de alta graduación se combinan como simple energía.

Los procesos de generación combinada de calor y electricidad y la cogeneración en el suministro de calefacción urbana y en la industria son similares. Para la aplicación industrial del calor se pueden utilizar distintas temperaturas, siempre por encima de la temperatura ambiente. Según la temperatura disponible en un proceso de vapor, la temperatura de la energía térmica utilizada en la industria puede ser más alta que en los procesos de vapor o incluso sobrepasar la temperatura de salida de las turbinas de gas. En este caso, la pérdida de calor industrial se puede recuperar con un generador de vapor con recuperación de calor, empleado para generar vapor para un suministro de energía térmica de menor calidad.

Los procesos de vapor que utilizan el calor que proviene del gas residual de una turbina de gas, un motor de combustión o el calor residual de condensación de una turbina de vapor con una condensación a contrapresión por encima de la presión atmosférica se pueden recuperar para aplicaciones a baja temperatura. Para la utilización del calor de condensación se requieren las mismas condiciones que para las aplicaciones de calefacción urbana. En general, las aplicaciones industriales no se limitan a los periodos invernales, en los que la demanda de calefacción urbana es mayor. Por ello, con las mismas instalaciones, resulta mucho más rentable destinar la energía generada a aplicaciones industriales.

Si no se dispone de un suministro de calor de baja calidad para la cogeneración de energía para la industria, sólo es posible recuperar calor con una central energética de condensación al vacío. En este caso, la utilización de la energía del combustible será limitada y similar a la generación directa de electricidad con un generador de vapor con recuperación de calor. Para este proceso no se requiere combustible adicional, ya que la demanda de calor del proceso primario necesitará todo el combustible. La producción de electricidad sólo se puede optimizar para

conseguir una mayor eficiencia si se aumenta la temperatura del vapor con un sistema de combustión suplementaria. Esto demuestra que la utilización del combustible por sí sola no es un factor adecuado para medir la eficiencia, ya que no contempla la calidad del proceso de cogeneración.

El único factor fiable de medición es la exergía, que se utiliza en el sector de la industria para medir la calidad de cualquier tipo de energía.

En la Tabla 2.1 se incluye información sobre la producción combinada de calor y electricidad en los Estados miembros de la UE-15, y la producción combinada de calor y electricidad como porcentaje de la generación de energía térmica y del total de energía eléctrica en 1998.

2.5. Ciclo combinado

2.5.1. General

Actualmente, el uso de turbinas de gas en las empresas de servicios públicos está aceptado desde el punto de vista industrial. La temperatura del gas residual es, aproximadamente, de 500 °C o superior, por lo que existe la posibilidad de emplear un proceso adicional de ciclo de vapor. Estos sistemas permiten mejorar los procesos de gas y vapor y optimizar la eficiencia eléctrica. Los principios de los ciclos combinados también pueden resultar válidos para los motores de combustión.

Hoy en día, los sistemas de ciclos combinados también se utilizan en el ámbito de la cogeneración o producción combinada de calor y electricidad, con una recuperación adicional del calor a contrapresión de la energía de condensación. Debido a las variaciones de eficiencia eléctrica en función de la temperatura ambiente, los datos se han calculado en condiciones estándares.

2.5.2. Combustión suplementaria para turbinas de gas de ciclo combinado y repotenciación de las centrales energéticas existentes

Las turbinas de gas de ciclo combinado funcionan al nivel máximo de eficiencia eléctrica con carga máxima. Si se añade entre un 10% y un 20% de combustión suplementaria al generador de vapor con recuperación de calor, la eficiencia global empieza a disminuir, aunque continúa siendo más elevada que si se añade una caldera por separado. Por este motivo, con frecuencia la combustión suplementaria de un generador de vapor con recuperación de calor se utiliza en situaciones de carga de calor máxima a pequeña escala en sistemas de calefacción urbana e industrial.

Tabla 2.1: Producción combinada de calor y electricidad en la UE-15 y producción combinada de calor y electricidad como porcentaje de la generación de energía térmica y del total de energía eléctrica en 1998 [186, Eurostat, 2001], [187, Eurostat, 2002]

Estado miembro	Electricidad procedente de la producción combinada de calor y electricidad (GWh)	Proporción de electricidad térmica (%)	Proporción del total de electricidad (%)
Bélgica	3.410	9,6	4,1
Dinamarca	25.591	66,9	62,3
Alemania	41.770	11,3	7,5
Grecia	981	2,3	2,1
España	21.916	22,2	11,2
Francia	12.660	22,7	2,5
Irlanda	404	2,0	1,9
Italia	44.856	21,6	17,3
Luxemburgo	329	87,7	22,5
Países Bajos	47.835	55,4	52,6
Austria	14.268	76,2	24,8
Portugal	3.288	12,8	8,4
Finlandia	25.128	75,6	35,8
Suecia	9.544	95,5	6,0
Reino Unido	18.644	7,4	5,2
UE-15	270.624	21,0	10,9

En la actualidad, la repotenciación de centrales existentes que utilizan carbón, petróleo o gas para su funcionamiento y emplean un proceso de vapor con una turbina de gas adicional es menos frecuente. Las ventajas principales de esta técnica son el reducido espacio necesario para la turbina de gas y la gran flexibilidad que ofrecen este tipo de sistemas.

Las aplicaciones que se conocen hoy en día se crearon a partir de las llamadas «Kombianlagen», o centrales combinadas, donde los gases de escape de la turbina de gas se utilizaban como aire de combustión en el generador de vapor y el gas o el carbón, como combustibles para la caldera de vapor. La turbina de gas de ciclo combinado es un sistema de combustión flexible, ya que está integrada por un sistema existente con una caldera de vapor alimentada con carbón y una turbina de gas alimentada con gas.

La repotenciación de centrales energéticas existentes con turbinas de gas o motores alternativos permite aumentar la eficiencia eléctrica. Se trata de producir electricidad y, al mismo tiempo, aprovechar el calor sensible de los gases de escape generados durante la combustión de gas natural en la turbina y, de esta forma, aumentar la eficiencia energética del combustible. Una central térmica

existente también se puede repotenciar instalando motores alternativos y aprovechando el calor sensible de los gases de escape generados, por ejemplo, por un ciclo combinado con alimentación de agua. De esta forma se puede conseguir un aumento del rendimiento eléctrico de la central. La repotenciación aprovecha las principales instalaciones y componentes, así como los equipos e infraestructuras auxiliares existentes. Las centrales energéticas aplican aire precalentado con los gases de combustión para aumentar la eficiencia. En las plantas combinadas, el calor residual de la turbina de gas se utiliza para este propósito, mientras que el precalentamiento del aire comprimido queda limitado por el calor adiabático de compresión.

La repotenciación se puede utilizar para mejorar la eficiencia de una caldera existente (por ejemplo, entre un 40% y un 45%). Además, puede resultar útil para aumentar la eficiencia energética de instalaciones existentes cuando el exceso de capacidad productiva no permite construir nuevas instalaciones. La turbina de gas y la caldera se pueden unir de distintas maneras, dependiendo de las condiciones específicas de la central.

2.6. Elementos típicos de un ciclo de vapor

El proceso de generación de electricidad a partir del vapor está formado por cuatro partes fundamentales: un subsistema de calefacción (combustible para producir vapor), un subsistema de vapor (caldera y sistema de transporte del vapor), una turbina de vapor (Figura 2.1) y un condensador (para condensar el vapor utilizado).

El calor para el sistema se suele obtener de la combustión de carbón, gas natural o petróleo. El combustible se bombea al interior del hogar de la caldera. A continuación, las calderas generan vapor en el recipiente presurizado, en el caso de que se trate de una caldera pequeña, o en el sistema acuotubular de las paredes (Figura 2.4), si se trata de una caldera moderna de una central industrial o electrotérmica. Además, hay otros elementos dentro de la caldera o unidos a ella, como el sobrecalentador, el economizador y el calentador de aire, que permiten aumentar la eficiencia de la caldera.

Los residuos del proceso de combustión incluyen gases de escape y cenizas, si se utiliza carbón o petróleo como combustible.

Como se muestra en el esquema de la Figura 2.2, el vapor, con una temperatura y una presión muy elevadas, se genera en la caldera y, a continuación, se introduce en la turbina de vapor. Al otro extremo de la turbina de vapor se encuentra el condensador, que se mantiene a una temperatura y una presión reducidas. El vapor, que se lleva de la caldera de alta presión al condensador de baja presión, acciona los álabes de la turbina, que hacen funcionar el generador eléctrico.

Figura 2.1: Turbina de vapor moderna de una central energética alimentada con carbón [165, NWS, 2001]

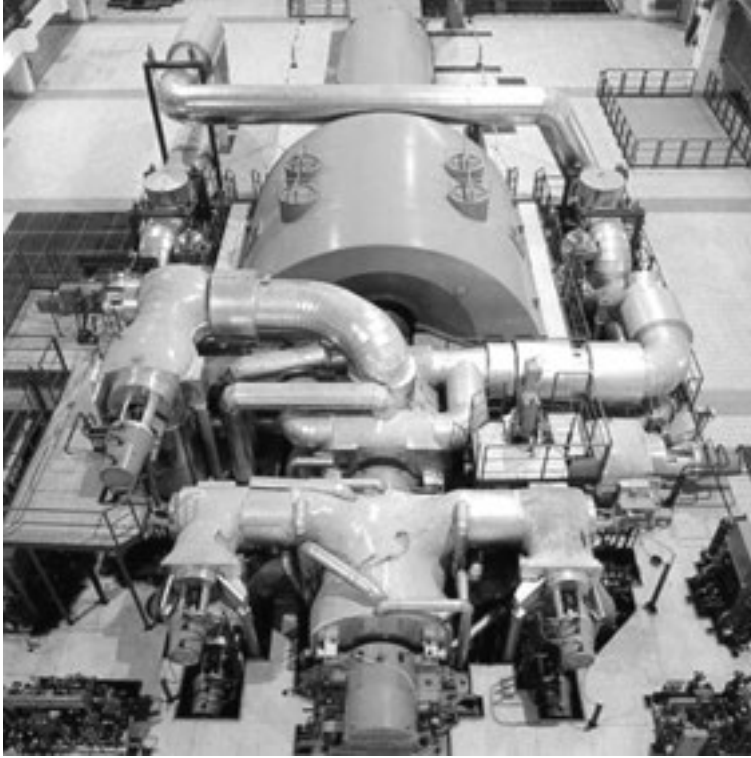


Figura 2.2: Esquema de un ciclo de combustión ideal [54, Cortés y Plumed, 2000], [55, Çengel y Boles, 1994], [56, Rogers y Mayhew, 1967]

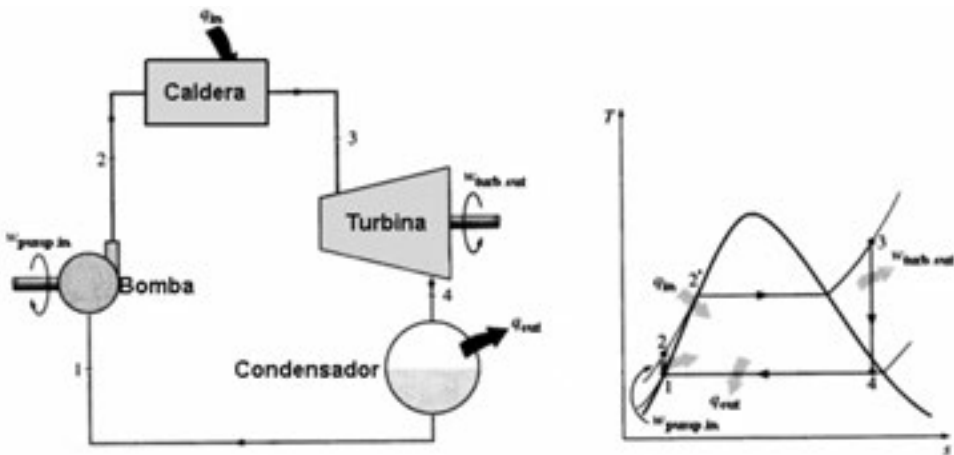
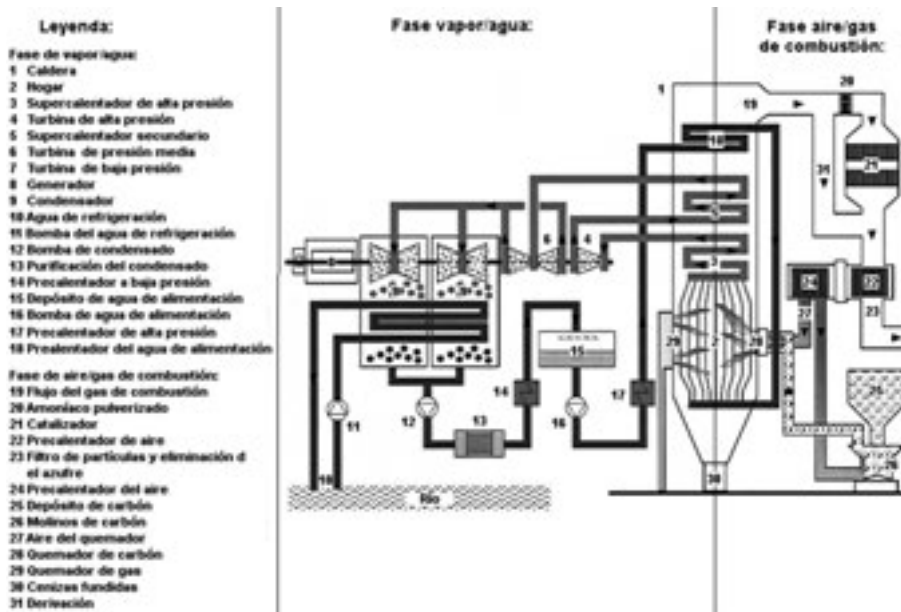


Figura 2.3: Posible diseño de una central energética [113, Verbundkraft, 2002]



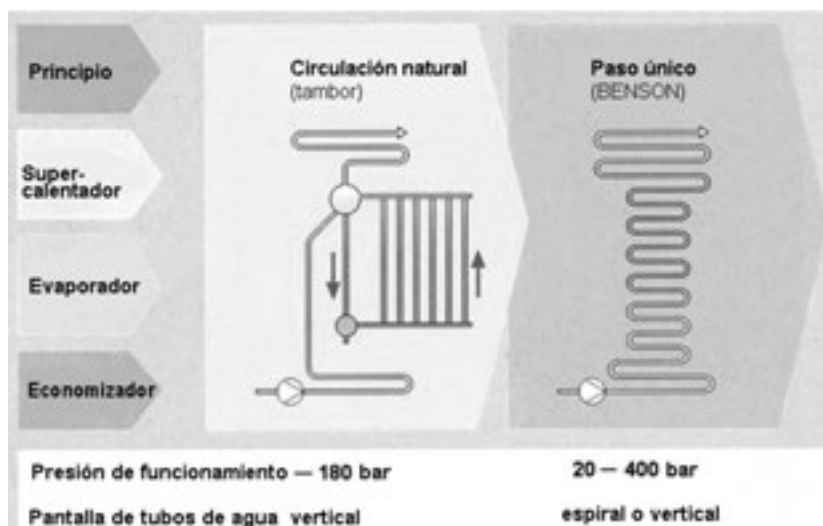
El vapor se expande a medida que entrega su energía. Por este motivo, la turbina es más ancha en el extremo de salida del vapor. La eficiencia térmica teórica de la unidad depende del alto nivel de presión y temperatura de la caldera y del bajo nivel de temperatura y presión del condensador.

En el anexo 10.13 de este documento se incluye una ilustración esquemática que muestra el ciclo de Brayton y describe el proceso de la turbina de gas.

El vapor a baja presión sale de la turbina, entra en el cuerpo del condensador y se condensa en los tubos del condensador. Estos tubos se mantienen a baja temperatura gracias a una corriente de agua refrigerante. El condensador es un depósito de baja presión que contiene el vapor de combustión y, por este motivo, resulta necesario para un funcionamiento eficiente. Cuando el vapor se enfría y se condensa, el sistema de alimentación de agua de la caldera lo transporta hasta la caldera, donde se vuelve a utilizar. Al ser un fluido incompresible de volumen reducido, el agua condensada se puede volver a bombear a la caldera de alta presión de forma eficiente.

Para que el cuerpo del condensador (lado del vapor) se mantenga a una presión adecuada y para garantizar una generación efectiva de electricidad, es necesario disponer de una corriente de agua refrigerante constante, suficiente y de baja temperatura en los tubos del condensador. Durante el proceso de condensación, la temperatura del agua de refrigeración aumenta. Si el sistema de refrigeración es un circuito abierto, el agua caliente se vierte al medio acuático de origen. En

Figura 2.4: Diseños de caldera de circulación natural y caldera de paso único [80, Siemens, 2000]



un sistema cerrado, el agua caliente se enfría por recirculación en torres de refrigeración, lagos o estanques, y el calor se libera a la atmósfera por evaporación o transferencia de calor sensible. Si se utiliza un sistema de refrigeración recirculante, sólo se necesita una pequeña cantidad de agua de reposición para compensar las pérdidas por evaporación y despresurización de la torre de refrigeración, que se debe vaciar periódicamente para evitar la acumulación de sólidos. Comparado con los sistemas de circuito abierto, los sistemas de recirculación utilizan aproximadamente una vigésima parte del agua [21, US EPA, 1997].

2.6.1. La caldera

Normalmente, se utilizan tres tipos de caldera distintos: las calderas de circulación natural, las de circulación forzada y las calderas de paso único. Actualmente, las calderas de paso único representan casi un 70% de las calderas del mercado internacional. En la Figura 2.4 se indican las diferencias principales de diseño entre una caldera de circulación natural y una caldera de paso único.

En las calderas de circulación natural, la diferencia de densidad entre el vapor de alta temperatura y el vapor/agua de baja temperatura se aprovecha para generar la circulación de forma natural. En las calderas de circulación forzada, además de la diferencia de densidad, la circulación se activa mediante bombas de circulación. En las calderas de paso único, la corriente de agua depende de la bomba de alimentación y el agua se evapora en un solo paso. Las ventajas de las calderas de paso único son las siguientes:

- se puede generar vapor a cualquier presión;
- permite conseguir la mayor eficiencia posible con parámetros de vapor supercríticos;
- permite obtener una alta eficiencia de la central incluso con cargas parciales
- rápida puesta en funcionamiento;
- permite variar la presión de funcionamiento con cargas altas transitorias;
- se puede utilizar con cualquier combustible disponible en el mercado internacional.

Componentes de la caldera

La caldera, o generador de vapor, está formada por un economizador, un evaporador, un sobrecalentador y un recalentador:

- **economizador:** después del circuito agua/vapor, el agua de alimentación se calienta en el economizador hasta alcanzar una temperatura 10 °C por debajo del punto de saturación. El economizador es el primer intercambiador de calor de la caldera y aprovecha el calor procedente del gas de combustión de baja temperatura que sale de la caldera;
- **evaporador:** en la cámara de combustión, la energía química del combustible se libera y se transfiere al circuito de agua/vapor a través de la caldera y de las paredes del intercambiador de calor. El agua caliente se evapora en el evaporador de la caldera y se convierte en vapor saturado, si las condiciones de presión del agua/vapor son subcríticas, o en vapor sobrecalentado, si las condiciones son supercríticas. Normalmente, los tubos del evaporador constituyen las paredes de la cámara de combustión y están alineados en vertical o en espiral. Algunas instalaciones modernas utilizan una presión supercrítica de agua/vapor, es decir, una presión que supera el punto crítico del diagrama agua-vapor. A una presión supercrítica, la conversión se produce sin una fase de transición, por lo que la energía de evaporación es cero y sólo se produce un aumento puntual de la capacidad térmica del fluido continuo;
- **sobrecalentador:** el sobrecalentador utiliza la temperatura más elevada de la zona de gases de combustión de la caldera para producir vapor sobrecalentado. El vapor sobrecalentado tiene una temperatura considerablemente superior a la temperatura de condensación, que depende de la presión. Esta elevada temperatura es necesaria para que se pueda producir una caída drástica de presión en la turbina de vapor y, de esta manera, evitar la condensación durante la expansión del vapor en la turbina de vapor de alta presión. La expansión del vapor se produce junto con un descenso en la presión y una disminución adiabática de la temperatura del vapor. Parte de este vapor expandido se expulsa y se utiliza para transferir calor al agua de alimentación;
- **recalentador:** la mayor parte del vapor se recalienta con el gas de combustión en los sistemas de recalentamiento para extraer más energía y conseguir una mayor eficiencia en la posterior turbina de vapor de presión media. Para op-

timizar la eficiencia, las centrales supercríticas suelen utilizar una fase de doble recalentamiento antes de introducir el vapor en la turbina de vapor de baja presión.

2.6.2. Turbina de vapor

En la turbina de vapor, la energía térmica del vapor se convierte en energía mecánica a través de la rotación del eje de la turbina. Esta energía se produce entre el punto de admisión de vapor y el condensador, mientras que la expansión del vapor actúa como fuerza motriz. Durante esta expansión adiabática del vapor, la temperatura del vapor disminuye y se produce una caída de presión aproximada de 300 a 0,03 bar, en el caso de grandes instalaciones de combustión modernas. Debido a la gran diferencia de presión, la expansión del vapor se suele realizar en tres fases distintas: la fase de alta presión, la fase de presión media y la fase de baja presión. En la mayoría de los casos, estas fases permiten que el vapor se recaliente en los recalentadores antes de volverlo a introducir en la siguiente fase de menor presión.

2.6.3. Condensador

Cuando el vapor llega al condensador, situado al final del cuerpo de baja presión de la turbina, se vuelve a condensar en agua. Después de expandirse en la turbina de vapor, el vapor todavía acumula cierta energía cinética y de condensación que no puede convertirse en energía mecánica. Los sistemas de condensación eficientes reducen la presión de la turbina de vapor hasta alcanzar una presión menor a la atmosférica (vacío de hasta 0,03 bar, según la temperatura del medio de refrigeración y el flujo másico del agua de refrigeración). De esta forma, se obtiene una mayor cantidad de energía mecánica procedente de la expansión del vapor en la turbina.

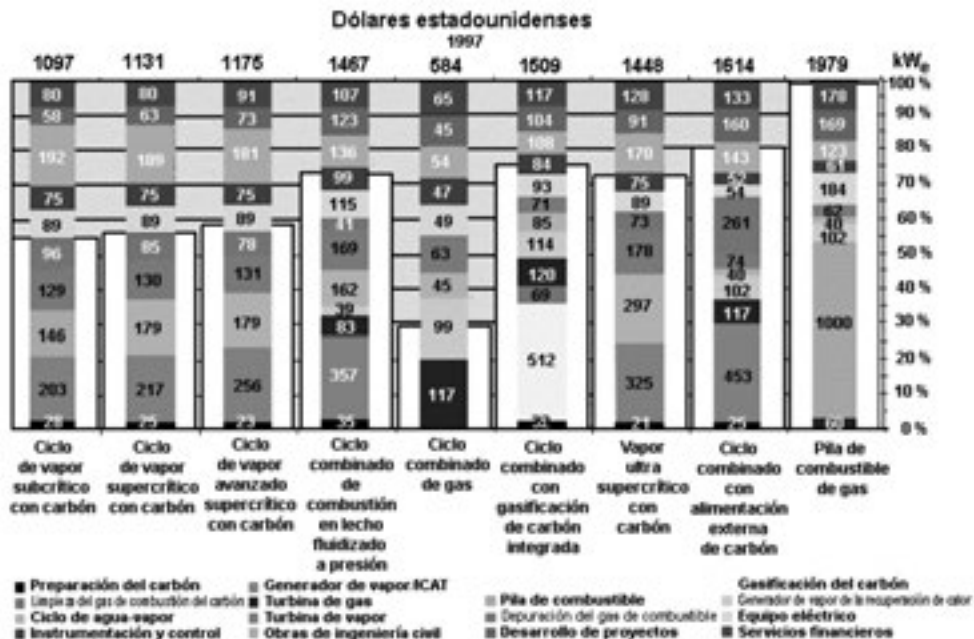
2.6.4. Sistema de refrigeración

Las técnicas de refrigeración se utilizan para eliminar la energía de condensación del vapor, es decir, la energía termodinámica del proceso que ya no se puede utilizar. En el documento BREF sobre sistemas de refrigeración se incluye información más detallada sobre estas técnicas.

2.6.5. Costes específicos de diferentes diseños de las centrales energéticas

En [166, Müller-Kirchenbauer, 1999] y [163, Müller-Kirchenbauer, 2001] se incluye información específica sobre los costes relacionados con distintas concepciones y diseños de las centrales energéticas que son importantes para las

Figura 2.5: Costes de inversión específicos y estructura de los diseños de centrales energéticas seleccionados [163, Müller-Kirchenbauer, 2001]



actuales necesidades de generación energética en el planeta o bien podrían ser de utilidad en el futuro (diseños que ya están o estarán pronto en el mercado y diseños que presentan una elevada eficiencia y una viabilidad técnicamente probada). En el caso de la depuración de los gases de combustión, las cifras también incluyen los costes de las instalaciones de eliminación de polvo y desulfuración (DGC). La proporción de los costes que corresponde a la depuración de los gases de combustión aumenta si se incluyen las medidas adecuadas para reducir las emisiones de NO_x (como la RCS), que son técnicas consideradas estándar en muchas instalaciones de combustión actuales. La Figura 2.5 muestra los costes totales de inversión (en dólares estadounidenses) y el análisis detallado de los costes relativos a nueve diseños de centrales energéticas.

Estos modelos se encuentran en etapas de evolución muy distintas. Por ejemplo, las centrales energéticas de ciclo de vapor subcrítico han estado funcionando en todo el mundo durante décadas, se han perfeccionado y han sufrido constantes renovaciones, mientras que otras técnicas todavía están en proceso de investigación y desarrollo. La tecnología de ciclo de vapor subcrítico ha evolucionado en generadores de vapor supercríticos, que ofrecen una alta disponibilidad y una mayor eficiencia. Los generadores de vapor a $580\text{ }^\circ\text{C}$ y 260 bar están disponibles en el mercado desde hace algunos años y, actualmente, ya se ha conseguido dar el siguiente paso, es decir, aumentar estos parámetros a $600\text{ }^\circ\text{C}$ y 300 bar.

Por otra parte, cada vez se conoce mejor el funcionamiento de las centrales energéticas de ciclo combinado alimentadas con gas de aplicación comercial, y la combustión en lecho fluidizado a presión y los ciclos combinados de gasificación integrada están en funcionamiento en varias centrales piloto y de demostración. Sin embargo, los diseños con vapor ultrasupercrítico (700 °C y 375 bar) y alimentación externa con carbón o pilas de combustible todavía se encuentran en una etapa de investigación y desarrollo [166, Müller-Kirchenbauer, 1999], [163, Müller-Kirchenbauer, 2001].

2.7. Eficiencia

La eficiencia de una instalación de combustión se puede describir de distintas maneras. Por lo tanto, es necesario definir el concepto de eficiencia y establecer bajo qué condiciones se debe calcular. También hay algunas directrices nacionales, como [48, VDI, 1998], [52, BSI, 1974] y [51, DIN, 1996], que describen las pruebas de aceptación y los niveles de algunas eficiencias determinadas.

Las eficiencias que se describen a continuación [48, VDI, 1998] son las eficiencias que se obtienen con una potencia eléctrica determinada y en un modo de funcionamiento normal, es decir, cuando la central energética funciona en el modo de generación habitual (número de molinos, número de quemadores, con o sin calentador). Estas eficiencias se calculan a partir de la media de los valores registrados durante un periodo de tiempo determinado.

2.7.1. Eficiencia Carnot

La eficiencia ideal de un proceso térmico, o eficiencia Carnot, se utiliza para calcular la calidad de la conversión del calor en energía entre dos niveles de temperatura. La eficiencia Carnot se puede describir como:

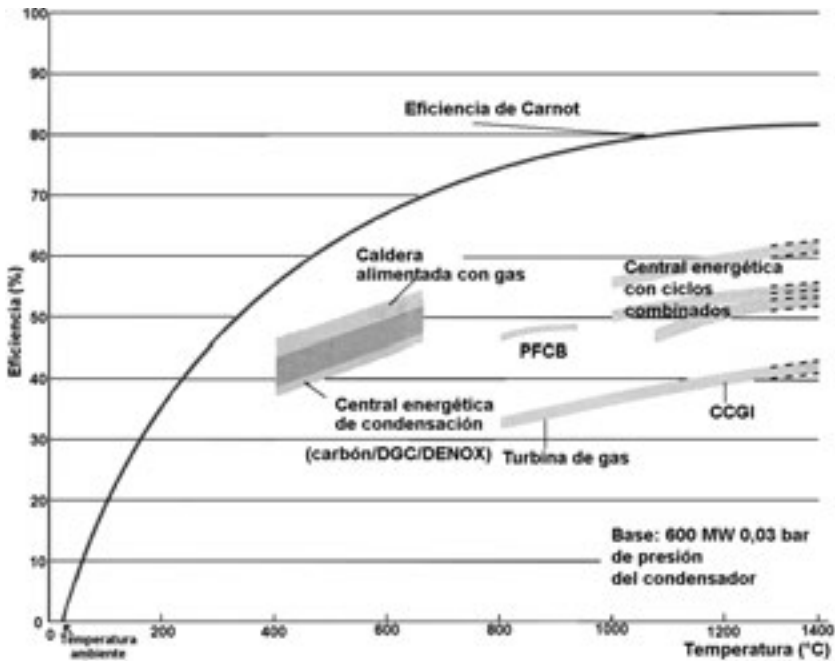
$$\eta_C = 1 - T_0/T$$

En esta fórmula, T_0 es la temperatura ambiente, y T , la temperatura del calor cuando se produce o se recoge, ambos expresados en Kelvin ($T(K) = T(^{\circ}C) + 273,15$). La Figura 2.6 compara la eficiencia ideal (Carnot) con las eficiencias obtenidas con las técnicas de combustión (térmica) que se utilizan actualmente.

2.7.2. Eficiencia térmica

La definición de eficiencia térmica sólo tiene en cuenta el proceso cíclico que se utiliza en una central energética. Por lo tanto, esta eficiencia es el resultado de

Figura 2.6: Eficiencia ideal (Carnot) comparada con las eficiencias obtenidas con las técnicas de generación de energía térmica que se utilizan en la actualidad



la proporción entre la energía mecánica útil producida y el flujo de calor transferido a los medios del proceso cíclico (normalmente, aire o agua).

En este contexto, la energía mecánica útil es la que se produce en la turbina, cuando la bomba de alimentación es accionada por una turbina que, a su vez, funciona con el vapor de extracción de la turbina principal. La bomba de condensación también contribuye a aumentar la presión y, desde un punto de vista termodinámico, se considera parte de la bomba de alimentación. Por lo tanto, la energía mecánica que se obtiene en la bomba de condensación debe restarse de la energía mecánica de la turbina. En sentido termodinámico, la energía mecánica de la turbina es, en este caso, la energía resultante del flujo másico del vapor y la variación de entalpía. Si la bomba de alimentación funciona con un motor eléctrico, la energía mecánica útil será igual a la diferencia entre la energía mecánica de la turbina y la energía motriz producida por las bombas de alimentación y de condensación. Esta operación también se puede aplicar cuando el eje de la turbina acciona directamente la bomba de alimentación. El flujo de calor que se transfiere al proceso es el mismo flujo de calor que se transfiere al ciclo de agua/vapor.

Cuando se trata de sistemas con una turbina combinada de gas y vapor, la energía mecánica útil es la energía mecánica de la turbina de vapor más la energía mecánica producida por la turbina de gas, cuando la bomba de alimentación funciona

con una turbina que se acciona con el vapor extraído. Sin embargo, la energía generada por una bomba de condensación debe restarse del total obtenido. Si la bomba de alimentación funciona con un motor eléctrico, la energía mecánica útil será igual a la diferencia entre la energía mecánica de la turbina y la energía motriz producida por las bombas de alimentación y de condensación. El flujo de calor que se transfiere al circuito de un sistema de turbinas de gas y vapor es igual al flujo de calor que se libera a la atmósfera en la cámara de combustión de una turbina de gas más el flujo de calor que se transfiere al ciclo de agua/vapor en el generador de vapor por combustión. En una caldera que sólo se abastezca de calor residual, el flujo de calor transmitido al ciclo de agua/vapor será nulo [48, VDI, 1998].

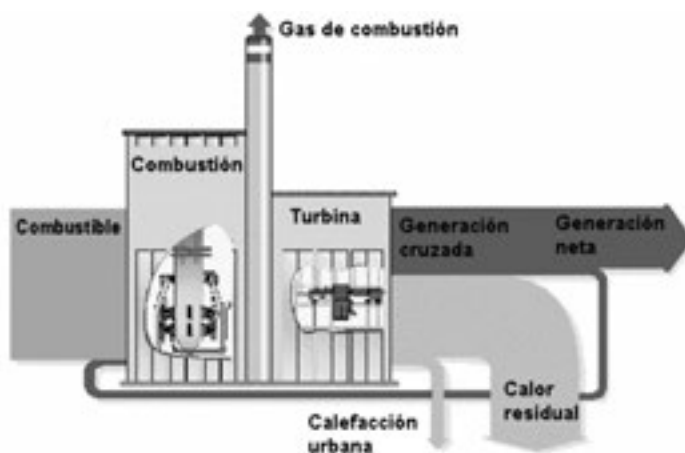
2.7.3. Eficiencia de la unidad

La definición de eficiencia de la unidad tiene en consideración la central energética en su totalidad, como se muestra en la Figura 2.7. La eficiencia de la unidad es la proporción entre la energía eléctrica neta y la energía proporcionada por el combustible. De acuerdo con esta definición, la energía eléctrica es la energía que se obtiene en la parte de alto voltaje del transformador principal.

2.7.4. Eficiencia de la unidad para la extracción de vapor

Si el vapor que se produce en una central energética se extrae para utilizarlo en sistemas de calefacción u otras aplicaciones del sistema, ya no se podrá emplear para generar energía. En este caso, para poder comparar la eficiencia de la unidad con la eficiencia de generación de energía pura, la energía eléctrica que produciría el vapor calorífico extraído si se expandiera a la presión del condensador debe sumarse a la energía eléctrica obtenida.

Figura 2.7: Transferencia de energía en una central térmica [64, UBA, 2000]



Para la extracción de vapor calorífico, se utiliza un valor de corrección de la pérdida de energía. Este valor se puede apreciar en los diagramas presentados en [48, VDI, 1998]. En estos diagramas, la característica de la pérdida energética depende del punto de fluidez, mientras que la temperatura de retorno se usa como parámetro para el calentamiento en la primera, segunda o tercera fase. Los diagramas contemplan una presión del condensador de 30, 40, 70 y 80 mbar.

Cuando el vapor se extrae, sólo puede volver a introducirse una cantidad limitada de condensado en el circuito, siempre que las circunstancias lo permitan. Para reflejar esta situación se necesitarían diagramas con demasiados parámetros. Sin embargo, la influencia del condensado reintroducido en el sistema se puede separar de la influencia del vapor extraído. El valor de corrección de la extracción de vapor de uso industrial también se incluye en los diagramas de [48, VDI, 1998].

2.7.5. El concepto de exergía y la eficiencia exergética

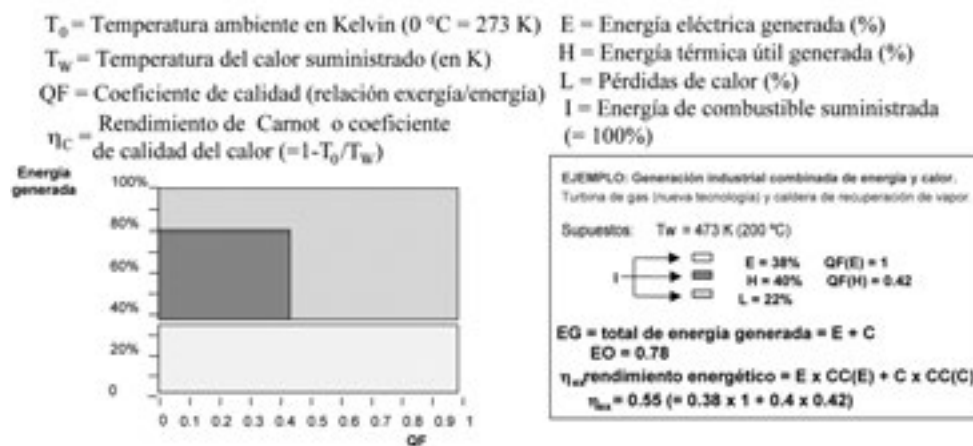
La electricidad se puede convertir en calor, mientras que el proceso inverso no es totalmente posible. Por este motivo, la electricidad posee un valor superior al del calor. El calor contiene una mayor proporción de energía convertible a alta temperatura que a baja temperatura y, por lo tanto, cuanto más elevada sea la temperatura, mayor será la calidad del calor. El concepto de exergía engloba estas cuestiones y expresa la convertibilidad de la energía en términos cualitativos. Se puede calcular utilizando un coeficiente de calidad, que permite conocer la fracción de exergía en una cantidad determinada de energía. El coeficiente de calidad de la energía eléctrica y mecánica es igual a 1 (la electricidad es exergía pura). Sin embargo, el coeficiente de calidad del calor depende de la temperatura a la cual esté disponible. La unidad de calor a una temperatura T de funcionamiento se conoce con el nombre de «coeficiente de Carnot» y se ha explicado anteriormente, en el apartado 2.7.1. El coeficiente de Carnot es, simplemente, el coeficiente de calidad que se utiliza para el calor. Este coeficiente siempre es menor que 1 y, a temperatura ambiente, su valor es 0 [49, Electrabel, 1996].

Si se aplican estos sencillos coeficientes de calidad a la aportación de energía ($En_{\text{aportación de energía}}$) y a la energía útil obtenida ($En_{\text{energía útil generada}}$) de un proceso, se puede calcular la eficiencia exergética de un proceso de combustión y compararla con la eficiencia del combustible. La eficiencia exergética (η_{ex}) se puede expresar de la siguiente manera (véase la Figura 2.8):

$$\eta_{\text{ex}} = \frac{\sum(QF \cdot En_{\text{energía útil generada}})}{\sum(QF \cdot En_{\text{aportación de energía}})}$$

Con este método, se pueden comparar la eficiencia energética y la eficiencia exergética, como se muestra en el siguiente ejemplo:

Figura 2.8: Ejemplo que demuestra el método para calcular la eficiencia exergética [49, Electrabel, 1996]



En la Tabla 2.2 figuran los resultados obtenidos con distintas técnicas de combustión.

2.7.6. La influencia de las condiciones climáticas en la eficiencia

El clima, expresado según la temperatura de bulbo húmedo y la temperatura de bulbo seco, representa un factor de extrema importancia que depende del emplazamiento. Ejerce influencia tanto en la selección del tipo de refrigeración como en la posible temperatura final del proceso. La contradicción de refrigerar con aire o agua reside en que cuando la demanda de refrigeración es alta, resulta más difícil satisfacer los requisitos. En zonas donde la temperatura ambiente y la temperatura del agua son elevadas y hay poca disponibilidad de agua durante algunas épocas del año, puede resultar especialmente útil que el funcionamiento del sistema de refrigeración sea flexible, es decir, que se pueda combinar la refrigeración por agua y por aire. Sin embargo, en algunas ocasiones se debe aceptar cierta pérdida de eficiencia.

Para conseguir la temperatura final necesaria, la temperatura del medio de refrigeración debe ser inferior a la del medio que se debe refrigerar, aunque esto dependerá de las temperaturas de bulbo húmedo y bulbo seco. La temperatura de bulbo húmedo siempre es más baja que la temperatura de bulbo seco y depende de la temperatura de la atmósfera, la humedad y la presión del aire. Para la transferencia de calor latente (evaporativo), hay que tener en cuenta la temperatura de bulbo húmedo. En teoría, es la temperatura más baja que puede alcanzar el agua por evaporación. Para transferir calor sensible, la temperatura relevante es la de bulbo seco (aire seco), donde el aire es el medio refrigerante.

Tabla 2.2: Ejemplos de la eficiencia energética y exérgica de distintos tipos de instalaciones de combustión
[49, Electrabel, 1996]

Técnica de combustión	Suministro de energía del combustible (= 100%)	Energía eléctrica producida (%)	Energía térmica útil producida (%)	Pérdidas externas (%)	TW Temperatura del suministro de calor (K)	Coefficiente de calidad del calor ($QF = 1 - T_0/T$)	Coefficiente de calidad de la electricidad	Total de energía generada (eficiencia del combustible)	Eficiencia exérgica η_{ex}
Generación de calor Tipo: caldera de calefacción, donde TW = 70 °C (343 K)	100	0	90	10	343	0,2	-	0,90	0,18
Generación de electricidad Tipo: ciclo combinado (nueva tecnología de ciclo combinado de alto rendimiento)	100	55	0	45	-	-	1	0,55	0,55
Central industrial de cogeneración Tipo: caldera de vapor + turbina de vapor a contrapresión, (donde TW = 200 °C (473 K) (vapor para procesos industriales)	100	20	60	20	473	0,42	1	0,80	0,45
Central industrial de cogeneración Tipo: ciclo combinado con toma de vapor, donde TW = 200 °C (473 K) (vapor para procesos industriales)	100	50	12	38	473	0,42	1	0,62	0,55
Central industrial de cogeneración Tipo: turbina de gas (nueva tecnología) con caldera de recuperación de vapor, donde TW = 200 °C (473 K)	100	38	40	22	473	0,42	1	0,78	0,55
Central industrial de cogeneración Tipo: turbina de gas con caldera de recuperación de vapor, donde TW = 200 °C (473 K)	100	32	48	20	473	0,42	1	0,80	0,52

Tabla 2.2: Ejemplos de la eficiencia energética y exergética de distintos tipos de instalaciones de combustión
 [49, Electrabel, 1996] (*continuación*)

Técnica de combustión	Suministro de energía del combustible (= 100%)	Energía eléctrica producida (%)	Energía térmica útil producida (%)	Pérdidas ex-ternas (%)	TW Temperatura del suministro de calor (K)	Coefficiente de calidad del calor ($QF = 1 - T0/T$)	Coefficiente de calidad de la electricidad	Total de energía generada (eficiencia del combustible)	Eficiencia exergética η_{ex}
Central industrial de cogeneración Tipo: turbina de gas con caldera de recuperación de vapor y turbina de vapor a contrapresión, donde TW = 200 °C (473 K)	100	35	45	20	473	0,42	1	0,80	0,54
Central de cogeneración a pequeña escala Tipo: motor de gas con intercambiador de calor, donde TW = 70 °C (343 K) (para calefacción y aplicaciones industriales a pequeña escala)	100	35	55	10	343	0,20	1	0,90	0,46

Para seleccionar el tipo de sistema de refrigeración y su diseño es importante tener en cuenta la temperatura de cálculo, que normalmente hace referencia a las temperaturas de bulbo húmedo y bulbo seco alcanzadas en verano. Cuanto mayor sea la diferencia entre estas temperaturas y más elevada sea la temperatura de bulbo seco, más difícil resultará alcanzar temperaturas finales bajas con sistemas de refrigeración con aire seco. Como se ha mencionado antes, esto puede acarrear pérdidas de eficiencia. Las medidas para compensar estas pérdidas requieren una inversión previa.

A modo de ejemplo, la Tabla 2.3 muestra como, en distintas condiciones climáticas europeas, la selección de un sistema de refrigeración en seco o húmedo puede incidir en las pérdidas de eficiencia debido al ciclo Carnot. En el ejemplo, la refrigeración húmeda posee una aproximación de 4 K, que debe sumarse a la temperatura de bulbo húmedo para obtener la temperatura final mínima del refrigerante. Por otro lado, los sistemas de refrigeración en seco poseen una aproximación de 12 K, que debe añadirse a la temperatura de bulbo seco. En este ejemplo, cuanto mayor sea la diferencia entre la temperatura final húmeda y seca, mayor será la pérdida de eficiencia, donde se registran unas pérdidas medias de 0,35% por K. Al mismo tiempo, con una pérdida de eficiencia, por ejemplo, del 5%, la eficiencia de una instalación convencional sería de 38,6%, en lugar de 40%.

2.7.7. La relación entre eficiencia y aspectos ambientales

Según [64, UBA, 2000], los aumentos en la eficiencia inciden de la siguiente forma en el consumo de combustible, el calor residual y las emisiones:

Ahorro en combustible	$\Delta e = 1 - \frac{\eta_1}{\eta_2}$
Reducción del calor residual	$\Delta a = \frac{\Delta e}{1 - \eta_1}$
Reducción de las emisiones de CO₂	$\Delta C = 1 - \frac{\eta_1}{\eta_2}$
Reducción de las emisiones de gases contaminantes	$\Delta \varepsilon = \frac{3,6 \cdot V_R \cdot x}{H_u} \cdot \left(\frac{1}{\eta_1} - \frac{1}{\eta_2} \right) \quad (\text{mg/kWh})$
Variables:	
η_1	eficiencia antes de la mejora
η_2	eficiencia después de la mejora
V_R	volumen de aire/kg de combustible (m³/kg)
x	umbral de toxicidad (mg/m³)
H_u	poder calorífico mínimo (MJ/kg)

Tabla 2.3: Ejemplos del efecto de las condiciones climáticas europeas en la pérdida de eficiencia de las centrales energéticas [45, Eurovent, 1998]

País y central ¹		Parámetro						
		Temp. de bulbo seco (1%) ² (°C)	Temp. de bulbo húmedo (1%) ² (°C)	Diferencia de temperatura (K)	Temp. final sistema seco ³ (°C)	Temp. final sistema húmedo ⁴ (°C)	ΔT en seco-húmedo (K)	Pérdida de eficiencia ⁵ (%)
Grecia	Atenas	36	22	14	48	26	22	7,7
España	Madrid	34	22	12	46	26	20	7,0
Francia	París	32	21	11	44	25	19	6,7
Italia	Roma	34	23	11	46	27	19	6,7
Austria	Viena	31	22	9	43	26	17	6,0
Alemania	Berlín	29	20	9	41	24	17	6,0
Países Bajos	Ámsterdam	26	18	8	38	22	16	5,6
Francia	Niza	31	23	8	43	27	16	5,6
Reino Unido	Londres	28	20	8	40	24	16	5,6
Alemania	Hamburgo	27	20	7	39	24	15	5,3
Noruega	Oslo	26	19	7	38	23	15	5,3
Bélgica	Bruselas	28	21	7	40	25	15	5,3
España	Barcelona	31	24	7	43	28	15	5,3
Finlandia	Helsinki	25	19	6	37	23	14	4,9
Dinamarca	Copenhague	26	20	6	38	24	14	4,9
Portugal	Lisboa	32	27	5	44	31	13	4,6
Reino Unido	Glasgow	23	18	5	35	22	13	4,6
Irlanda	Dublín	23	18	5	35	22	13	4,6

Notas:

1) La información que contiene la tabla muestra la variación climática en Europa. Es posible que existan pequeñas diferencias en la información si se utilizan otras referencias. Para obtener datos exactos o analizar un lugar determinado se puede consultar un instituto meteorológico.

2) Estadísticamente, sólo un 1% de las temperaturas máximas están por encima de estas cifras.

3) Aproximación de 12 K.

4) Aproximación en un sistema de refrigeración húmedo: 4 K.

5) Pérdida de eficiencia media de 0,35% por ΔT K.

2.7.8. Pérdidas de eficiencia en instalaciones de combustión

El calor residual que se obtiene de la combustión de combustibles fósiles se transfiere al fluido motor (vapor). Durante este proceso, parte de la energía se pierde en los gases de combustión. Las pérdidas totales de la generación de vapor dependen del combustible (contenido de cenizas y de agua, poder calorífico), de la capacidad y el funcionamiento del generador de vapor, de la mezcla de aire y combustible, de la temperatura final del gas de combustión y del modo de funcionamiento. El funcionamiento del generador de vapor se debe supervisar constantemente. Las pérdidas de calor del generador de vapor se pueden clasificar en:

- pérdidas a través de los efluentes gaseosos. Estas pérdidas dependen de la temperatura de los gases de combustión, la mezcla de aire, la composición del combustible y el grado de ensuciamiento de la caldera;
- pérdidas debidas a combustible sin quemar, cuya energía química no se convierte. La combustión incompleta es la causa de la aparición de CO e hidrocarburos en el gas de combustión;
- pérdidas por material sin quemar en los residuos, como carbono en las cenizas volantes y las cenizas de fondo;
- pérdidas debido a las cenizas de fondo y cenizas volantes en las calderas de fondo seco, y escorias y cenizas volantes en las calderas de fondo húmedo;
- pérdidas por conducción y radiación. Estas pérdidas dependen principalmente de la calidad del aislamiento del generador de vapor.

Además de las pérdidas de calor, también debe tomarse en consideración el consumo de energía necesario para el **funcionamiento de la maquinaria auxiliar** (equipos para transportar el combustible, molinos de carbón, bombas y ventiladores, sistemas para eliminar las cenizas, sistemas de limpieza de las superficies de calefacción, etc.).

Una **mala combustión** disminuye la viabilidad económica, aumenta el impacto ecológico y menoscaba la seguridad de la central. Los siguientes parámetros influyen en la viabilidad de la central y, por lo tanto, deberán controlarse para mantener la eficiencia de las instalaciones al nivel más alto posible:

- composición del combustible;
- finura de la molienda;
- composición de los gases de combustión (O_2 , CO_2 , CO);
- mezcla de aire y caudal de los gases de combustión;
- fugas de aire en el hogar;
- ensuciamiento de la caldera;
- temperaturas del aire de combustión y los gases de combustión;
- variación de la temperatura en las superficies de calefacción;
- reducción del tiro;

- perfil de llama;
- proporción de residuos del combustible (pérdida por recocido).

2.7.9. Medidas técnicas genéricas para mejorar la eficiencia de las grandes instalaciones de combustión

Cogeneración (producción combinada de calor y electricidad)

La generación de calor (vapor de uso industrial o calefacción urbana) y energía eléctrica aumentan la eficiencia del combustible (utilización del combustible) en un porcentaje que puede variar entre el 70% y el 90%.

Combustión

El combustible se mezcla con aire y se quema en la caldera. Al no ser posible obtener una mezcla ideal de combustible y aire, la cantidad de aire que se suministra a la caldera es mayor que la cantidad necesaria para obtener una combustión estequiométrica. Además, un pequeño porcentaje de combustible no se quema por completo. La temperatura de los gases de combustión debe mantenerse a un nivel suficientemente alto para prevenir la condensación de sustancias ácidas en las superficies de calefacción.

Carbono sin quemar en las cenizas

La optimización de la combustión comporta una reducción del carbono sin quemar en las cenizas. Cabe destacar que las tecnologías de reducción de NO_x que modifican el proceso de combustión (medidas primarias) tienden a aumentar la cantidad de carbono sin quemar. Este factor podría empeorar y perjudicar la calidad de las cenizas volantes de carbón y dificultar o incluso impedir su uso en determinadas aplicaciones, con el riesgo de no cumplir con las especificaciones y requisitos de las normas nacionales y europeas pertinentes.

Exceso de aire

El exceso de aire depende del tipo de caldera y de la naturaleza del combustible. Normalmente, para calderas de carbón pulverizado con fondo seco, se usa entre un 12% y un 20% de exceso de aire. En algunos casos, factores como la calidad de combustión (formación de CO y carbono sin quemar), la seguridad y el riesgo de corrosión (riesgo de explosiones en la caldera) imposibilitan una ulterior reducción del exceso de aire.

Vapor

Para aumentar la eficiencia, lo más importante es que la temperatura y la presión del fluido motor sean lo más elevadas posible. En las instalaciones modernas, el vapor parcialmente expandido se recalienta en una o más fases de recalentamiento.

Temperatura de los gases de combustión

La temperatura de los gases de combustión procedentes de la caldera limpia (según el tipo de combustible) se sitúa, normalmente, en torno a los 120 °C y 170 °C, debido al riesgo de corrosión ácida por la condensación del ácido sulfúrico. Algunas instalaciones disponen de una segunda fase de calentadores de aire para reducir esta temperatura a menos de 100 °C. Sin embargo, los revestimientos especiales en el calentador de aire y la chimenea necesarios para este proceso lo convierten en un sistema económicamente poco rentable. En las centrales que no disponen de chimeneas, la temperatura de los gases de combustión alcanza de 65 °C a 70 °C.

Vacío en el condensador

Tras abandonar el cuerpo de baja presión de la turbina de vapor, el vapor se condensa en condensadores y el calor se transfiere al agua de refrigeración. Para obtener la máxima caída de presión en las turbinas de vapor es aconsejable reducir el vacío al mínimo. En general, el vacío depende de la temperatura del agua de refrigeración, que es más baja en los sistemas de circuito abierto que en las torres de refrigeración. La mejor eficiencia eléctrica se obtiene con la refrigeración mediante agua marina o agua dulce y con un condensador-presión de, aproximadamente, 3,0 kPa. La mejor opción es el agua del mar o de un río, siempre que esté disponible.

Funcionamiento a presión variable y a presión constante

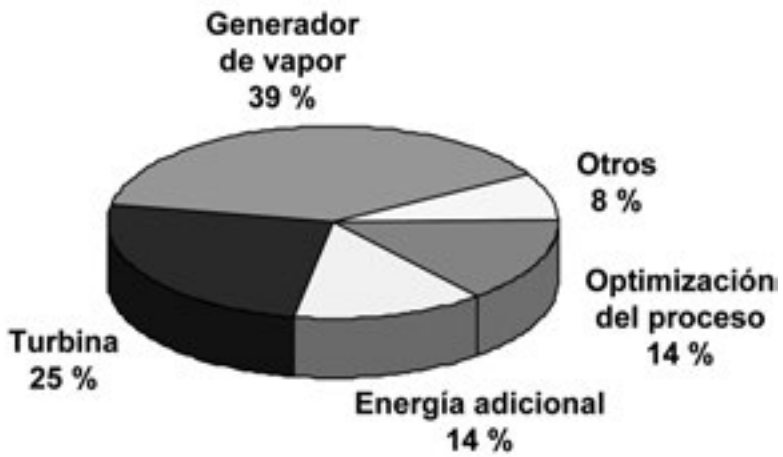
Si una instalación funciona a presión constante, la presión se mantiene más o menos constante antes de las turbinas y con cualquier nivel de carga, gracias a los cambios de la sección transversal de la entrada de la turbina. Con el funcionamiento a presión variable y la sección transversal de entrada de la turbina al máximo, la energía generada se regula con cambios de presión antes de las turbinas.

Precalentamiento del condensado y del agua de alimentación

El condensado que sale del condensador y el agua de alimentación de la caldera se calientan con vapor hasta alcanzar una temperatura justo por debajo del punto de saturación del vapor extraído. La energía térmica del proceso de condensación vuelve a introducirse en el sistema y, de esta manera, se reduce la cantidad de calor que, de otra forma, saldría del condensador, y se mejora la eficiencia.

Las medidas utilizadas para aumentar la eficiencia de las centrales energéticas entre 1993 y 2000 consiguieron una reducción del CO₂ de 11 millones de toneladas anuales. Estos resultados se muestran en la Figura 2.9.

Figura 2.9: Mejoras en la eficiencia de las centrales energéticas entre 1993 y 2000 [134, Hourfar, 2001]



3. Técnicas y procesos comunes para reducir las emisiones de las grandes instalaciones de combustión

Existen distintos procesos, técnicas y variaciones del equipo que se pueden emplear para reducir las emisiones de las centrales energéticas de combustión. Muchas de las técnicas existentes se pueden utilizar en la mayoría de instalaciones de combustión alimentadas con combustibles fósiles. Para evitar posibles repeticiones en los capítulos específicos para cada combustible, todas estas técnicas se describen en el presente capítulo.

En este capítulo se incluyen descripciones e información detalladas sobre las siguientes técnicas, procesos y cuestiones:

- medidas primarias;
- técnicas para reducir las emisiones de partículas;
- técnicas para reducir las emisiones de óxidos de azufre;
- técnicas para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno;
- técnicas combinadas para reducir las emisiones de óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno;
- técnicas para reducir las emisiones de metales pesados;
- técnicas para reducir las emisiones de otros contaminantes procedentes de la combustión de combustibles fósiles;
- técnicas para controlar los vertidos al agua;
- técnicas para controlar los vertidos al suelo;
- técnicas de refrigeración;
- supervisión y registro de las emisiones;
- sistemas de gestión.

En los capítulos 4 a 8 se describen las MTD para la combustión de combustibles específicos (carbón y lignito, biomasa y turba, combustibles líquidos, combustibles gaseosos y la cocombustión de residuos y combustible recuperado) establecidas por el grupo de trabajo técnico.

En las diferentes partes de las técnicas que se tienen en cuenta en estos capítulos para establecer las MTD se incluye información más detallada sobre los combustibles como, por ejemplo, en qué aspectos han mejorado las técnicas y en qué puntos difieren de la descripción genérica. Asimismo, también se proporciona información sobre los niveles de emisiones que se pueden obtener con determinados combustibles. De esta manera, se evita repetir descripciones y la información y las técnicas expuestas se pueden aplicar a los distintos capítulos.

A excepción del sistema de gestión ambiental (SGA), no se han establecido MTD para los procesos comunes que se describen en este capítulo. Sin embargo, los distintos procesos y técnicas comunes se deben tomar en consideración para determinar las MTD y, por lo tanto, aportan información relevante para las MTD descritas en los capítulos 4 a 8. Además, las técnicas que se describen en este capítulo pueden contribuir en la reducción de las emisiones globales y, por ello, a mejorar las instalaciones existentes.

El capítulo 3 se debería utilizar junto con los capítulos 4 a 8 para obtener una perspectiva completa de una instalación de combustión alimentada con combustible fósil y destacar los métodos que permiten reducir el impacto en el medio ambiente en su conjunto.

Se han publicado varios informes, libros y otros documentos sobre la reducción de las emisiones (en particular, a la atmósfera y al agua), la generación de residuos y las opciones para reutilizarlos. En relación con las técnicas que se utilizan actualmente en las grandes instalaciones de combustión para reducir las emisiones a la atmósfera, la Comisión Europea (DG de Transporte y Energía) ha publicado un documento técnico detallado sobre la depuración de los gases de combustión [33, Ciemat, 2000]. Este documento ha sido elaborado dentro del marco del programa Thermie y proporciona material contextual para estudiar distintas técnicas de reducción de emisiones a la atmósfera. La información técnica detallada se puede consultar en el documento original.

Existen diferentes métodos para reducir las emisiones de las grandes instalaciones de combustión, aunque, en general, se pueden dividir en medidas primarias y secundarias:

Medidas primarias:

- medidas integradas para reducir las emisiones en el origen o durante la combustión, como:
- medidas de suministro de combustible;
- modificaciones en la combustión.

Medidas secundarias:

- medidas al final del proceso, es decir, medidas que controlan las emisiones a la atmósfera, al agua y al suelo.

3.1 Algunas medidas primarias para la reducción de emisiones

3.1.1 Cambio de combustible

La posibilidad de cambiar el estado del combustible de sólido a líquido o gaseoso y de líquido a gaseoso no se incluye en este documento, ya que la viabilidad técnica, económica y política de un cambio de estado del combustible está notablemente condicionada por las circunstancias locales. No obstante, en general, el uso de combustibles con un menor contenido de azufre, nitrógeno, carbono, mercurio, etc. es una opción a tener en cuenta.

Los sistemas de limpieza del carbón son una técnica para reducir la emisión tanto de cenizas como de dióxido de azufre. Además, y lo que es más importante, para un operador puede resultar una manera rentable de reducir las emisiones. Sin embargo, la mayoría de técnicas de preparación del combustible se aplican en la fuente de suministro y, por lo tanto, no se incluyen en este documento, ya que quedan fuera del ámbito de este BREF.

3.1.2 Modificaciones en la combustión

Los aditivos que se introducen en el sistema de combustión contribuyen a la completa combustión del combustible y, además, se pueden utilizar como medidas primarias para reducir las emisiones de polvo, SO₂, NO_x y elementos traza específicos de cada combustible.

Algunas de las medidas relacionadas con la modificación de la combustión son:

- reducción de los valores especificados de capacidad;
- modificaciones en el quemador;
- modificaciones de la combustión dentro el hogar;
- modificaciones en el aire y el combustible (por ejemplo, reciclaje de los gases de combustión, premezcla de combustible y aire, uso de aditivos, mezcla de combustible, secado, molienda de grano más fino, gasificación, pirólisis).

En la Tabla 3.1. se incluyen algunas medidas posibles para modificar la combustión. Los detalles de estas medidas primarias dependen en gran parte del combustible y del sistema de combustión utilizado, y se explican en los capítulos 4 a 8. Las medidas primarias relativas al uso de motores alternativos se describen en los capítulos 6 y 7.

Tabla 3.1: Medidas primarias para el control de emisiones
[58, Eurelectric, 2001]

Modificaciones en la combustión	Reducción de los valores especificados de capacidad	Modificaciones en el aire y el combustible	Modificaciones en el quemador	Modificaciones de la combustión dentro del hogar
Combustibles sólidos, control de partículas	Un menor caudal y un mayor exceso de oxígeno reducen la temperatura y la formación de escoria	Presecado, gasificación, pirólisis del combustible, aditivos para el combustible, como aditivos de baja fusión para los hogares de cenizas fundidas con eliminación de las cenizas líquidas (probado para la combustión de carbón a presión con turbinas de gas)	Eliminación de las cenizas líquidas, quemador de ciclón en hogar de cenizas fundidas	Eliminación de cenizas líquidas, hogar de cenizas fundidas; combustión en lecho fluidizado circulante, control de las cenizas gruesas
Combustibles sólidos, control de SO ₂	Una menor temperatura reduce la volatilización del azufre	Uso de combustible con un bajo contenido de azufre y sorbentes como aditivos para el combustible, como la cal y la caliza para la combustión en lecho fluidizado	Quemador con inyección de aditivo por separado	Inyección de absorbentes con el aire de sobrefuego, como la caliza
Combustibles sólidos, control de NO _x (reducción de la formación de NO _x)	Baja temperatura	Una mezcla y una molienda más fina del combustible; el reciclaje del gas de combustión reduce la formación de NO _x	Quemadores de baja emisión de NO _x	Combustión en fases y recombustión
Combustible líquido, control de partículas	Una menor temperatura reduce la formación de escoria	Gasificación, pirólisis del combustible, aditivos para una combustión con poco hollín	-	Combustión optimizada
Combustible líquido, control de SO ₂	-	Uso de combustible con bajo contenido de azufre y aditivos para la absorción	-	-
Combustible líquido, control de NO _x (reducción de la formación de NO _x)	Menor temperatura	Reciclaje del gas de combustión	Quemadores de baja emisión de NO _x	Combustión en fases,* recombustión, inyección de agua y vapor**
Combustible gaseoso, control de partículas				Combustión optimizada
Combustible gaseoso, control de SO ₂				

Tabla 3.1: Medidas primarias para el control de emisiones
[58, Eurelectric, 2001] (*continuación*)

Modificaciones en la combustión	Reducción de los valores especificados de capacidad	Modificaciones en el aire y el combustible	Modificaciones en el quemador	Modificaciones de la combustión dentro del hogar
Combustible gaseoso, control de NO _x (reducción de la formación de NO _x)	Menor temperatura	Reciclaje del gas de combustión, premezcla de aire y combustible**	Quemadores de baja emisión de NO _x	Combustión en fases*, *** recombustión, inyección de agua y vapor**

Notas:

* no pertinente para turbinas de gas existentes

** sólo aplicable en turbinas de gas

*** la combustión en fases se aplica de forma distinta en turbinas de gas y hogares

La inyección de aditivos en el combustible puede ser una medida de suministro de combustible en las instalaciones de combustión de tamaño reducido, o bien una medida primaria de combustión en las grandes instalaciones de combustión. Las medidas de modificación del combustible integradas en las grandes instalaciones de combustión y necesarias para optimizar la combustión, como la mezcla de combustible, la inyección de aditivos en el combustible, el triturado y la molienda de los combustibles sólidos, se detallan en los apartados pertinentes de los capítulos 4, 5, 6 y 8. Las técnicas especiales de preparación de combustible integradas son medidas secundarias relacionadas con el combustible, integradas en las grandes instalaciones de combustión que todavía se encuentran en fase de desarrollo. Estas técnicas incluyen medidas para mejorar la eficiencia, como el presecado de los combustibles sólidos, la gasificación o la pirólisis de combustibles sólidos y líquidos, junto con la depuración de los gases de combustión, necesaria para las aplicaciones de ciclo combinado.

Cuando se utilizan sistemas de gasificación o pirólisis, los productos intermedios, como el gas de carbón y el coque de petróleo, se convierten en combustibles secundarios y, por lo tanto, se incluyen en los apartados sobre combustibles gaseosos y sólidos de los capítulos 4 y 6.

3.2 Técnicas para reducir las emisiones de partículas

Durante la combustión de combustibles fósiles, parte de la materia mineral (impurezas orgánicas) se convierte en cenizas, mientras que otra parte sale de la caldera en forma de cenizas volantes, junto con el gas de combustión. Estas partículas, suspendidas en el gas de combustión, constituyen la materia particulada primaria que entra en el dispositivo de control de partículas. Las características y la cantidad de cenizas volantes dependen del combustible utilizado, por ejemplo, en el caso del

carbón, de su composición mineral y del tipo de combustión. El rendimiento del dispositivo de control de partículas depende de los cambios de resistividad y cohesión que experimenten las cenizas volantes, que a su vez, dependerán de la mineralogía del carbón que se utilice como combustible y de la cantidad de carbono sin quemar que contengan las cenizas volantes. El tipo de combustión determina la distribución del tamaño de las partículas en las cenizas volantes y, por lo tanto, también influye en las emisiones de partículas. Las partículas finas pueden contener una mayor concentración de metales pesados que las partículas más gruesas, ya que las partículas más pequeñas poseen una mayor área de superficie, donde pueden condensarse los elementos traza (metales pesados), como el mercurio.

Existen distintas tecnologías, como los precipitadores electrostáticos (PE), los filtros de tela y los lavadores húmedos, que se suelen utilizar para eliminar las partículas del gas de combustión. Los colectores mecánicos de partículas, como los ciclones y las inyecciones de SO₃, no se pueden utilizar individualmente y, por este motivo, no se han incluido en este documento. La Figura 3.1 proporciona una visión general de los dispositivos de control de partículas que se utilizan actualmente.

De las tecnologías que se utilizan hoy en día, los PE con electrodos fijos/rígidos son la tecnología más importante. Los PE fríos están situados a continuación del precalentador de aire y funcionan a una temperatura de entre 80 °C y 220 °C. Los PE calientes están situados antes del calentador de aire, donde la temperatura habitual es de entre 300 °C y 450 °C. Sin embargo, durante la última década, el uso de filtros de tela, que normalmente funcionan a temperaturas de entre 120 °C y 220 °C, está cobrando cada vez más importancia. La vida útil estimada de los filtros de mangas en una central energética alimentada con carbón con un fil-

Figura 3.1: Visión general de los dispositivos de control de partículas que se utilizan actualmente



tro de tela es de 5.000 a 18.000 horas, mientras que en el caso de los PE, después de 50.000 horas de funcionamiento pueden producirse pequeños fallos en la emisión de electrodos. La utilización de PE o de filtros de tela depende, generalmente, del tipo de combustible, el tamaño de la central, el tipo de caldera y la configuración de las instalaciones. Ambas tecnologías ofrecen un alto rendimiento en la eliminación de partículas, que se puede incrementar con el acondicionamiento del gas de combustión. Los filtros de tela sólo se utilizan para eliminar cenizas en ciertas centrales de algunos países, como Sudáfrica, EE. UU., Australia y Polonia. Además, los PE y los filtros de tela se utilizan en conjunto para reducir las partículas PM_{10} , $PM_{2,5}$ y el mercurio. Con determinados tipos de carbón, se combina el uso de PE con inyecciones de SO_3 para reducir las emisiones de partículas. Los lavadores húmedos, utilizados, por ejemplo, para controlar las emisiones de polvo, se emplean sobre todo en EE. UU., aunque su uso está mucho menos extendido que los PE y los filtros de tela. Este método consume una mayor cantidad de energía y, comparado con los PE y los filtros de tela, suele ofrecer una eficiencia de eliminación de partículas inferior, especialmente cuando se trata de partículas finas. Sin embargo, si se utilizan para la desulfuración, los lavadores húmedos contribuyen también a reducir las emisiones de polvo.

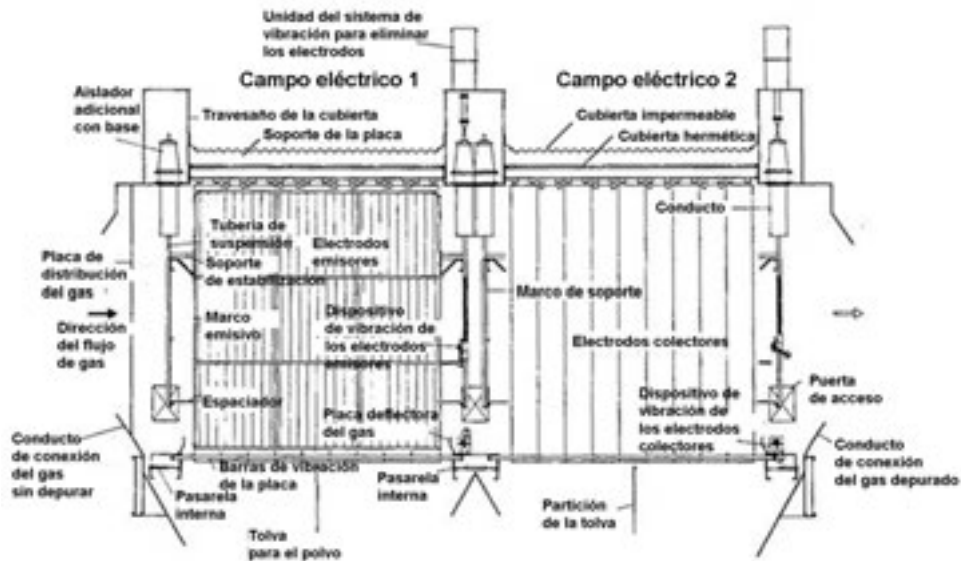
3.2.1 Precipitadores electrostáticos (PE)

Los precipitadores electrostáticos (PE) se utilizan considerablemente en las instalaciones de combustión y pueden funcionar con distintas temperaturas y condiciones de presión y carga de polvo. Los PE no son especialmente sensibles al tamaño de las partículas, y capturan el polvo tanto en condiciones húmedas como en seco. Además, son resistentes a la corrosión y la abrasión [27, Theodore y Buonicore, 1992], [28, Soud, 1993], [29, Soud, 1995], [30, VDI, 1998], [33, Ciemat, 2000]. En la figura 3.2 se muestra la disposición típica de un PE.

Los precipitadores electrostáticos (PE) están formados por una caja que termina en forma de tolva y contiene hileras de placas que delimitan los pasos por entre los que fluye el gas de combustión. En el centro de cada paso hay electrodos emisores cargados con corriente continua de alto voltaje suministrada por un conjunto de transformador y rectificador. El campo eléctrico se extiende entre los electrodos gracias a una pequeña corriente continua de alto voltaje (100 kV). El voltaje que se aplica es suficientemente elevado para ionizar las moléculas de gas cerca de los electrodos y producir un efecto corona. El flujo de iones de gas que proviene de los electrones emisores y circula entre los pasos de gas y hacia las placas colectoras conectadas a tierra produce la llamada corriente corona.

Cuando los iones cargados pasan a través del gas de combustión, chocan con las partículas de cenizas volantes suspendidas en el gas y se adhieren a ellas. El campo eléctrico atrae a las partículas cargadas del flujo de gas hacia las placas conectadas a tierra, donde van quedando acumuladas. Las placas se limpian pe-

Figura 3.2: Disposición típica esquemática de un PE



Nota: sólo se incluyen dos campos de los PE, aunque en las grandes instalaciones de combustión se suelen utilizar PE con entre tres y cinco campos, dependiendo de las características del combustible [36, Lurgi, 1999]

riódicamente con un sistema de vibración y el material, en forma de masa aglomerada, se descarga en las tolvas para cenizas. Un PE se divide en varias zonas concretas (normalmente, se utilizan hasta cinco zonas). En la mayoría de casos, los PE se colocan después del calentador de aire o economizador. Este tipo de instalaciones se llaman PE fríos. Sin embargo, en situaciones especiales, el PE se instala delante del calentador de aire para aprovechar las altas temperaturas. En este caso, se habla de una instalación de PE caliente.

La eliminación de las partículas del flujo de gas de combustión se realiza en cuatro fases:

- aplicación de una carga eléctrica a las partículas;
- colocación de las partículas cargadas en un campo eléctrico;
- captura (aglomeración) de las partículas en el electrodo de recogida;
- eliminación de las partículas de la superficie del electrodo.

Los PE funcionan según la fórmula Deutsch, que relaciona la eficiencia con el área de superficie total de los electrodos colectores, el caudal volumétrico de los gases y la velocidad de migración de las partículas. Por lo tanto, resulta fundamental aumentar el área de superficie de los electrodos colectores y, por este motivo, actualmente se utiliza un amplio espaciado entre electrodos. Esta práctica depende, asimismo, de una buena concepción y control del rectificador.

El sector de la industria utiliza rectificadores adecuados, con secciones separadas para cada campo o porción de un campo del PE. De esta forma, se pueden utilizar voltajes distintos en las zonas de entrada y de salida, para tener en cuenta la baja carga de partículas hacia el final del proceso. Además, este tipo de rectificadores permiten activar los campos con voltajes que aumentan de potencia progresivamente sin que se produzcan descargas disruptivas. También se considera adecuado el uso de sistemas de control automáticos. Estos sistemas mantienen una alta tensión óptima, que se aplica a los electrodos en una zona específica sin descargas disruptivas. Los controles automáticos permiten aplicar el voltaje máximo sin generar descargas disruptivas y variar constantemente la alta tensión. Los suministros de alta tensión constante no suelen ofrecer una eficiencia de captura óptima.

La resistividad (contrario de conductividad) de las partículas es especialmente importante. Si es demasiado baja, las partículas que se encuentren cerca del electrodo recogedor perderán fácilmente su carga y podrían volver a ser arrastradas hacia el flujo de gas. Por otro lado, cuando las partículas tienen una resistividad demasiado elevada, se forma una capa aislante en el electrodo que dificulta la descarga corona normal y comporta una reducción de la eficiencia de captura (efecto corona inverso).

La distribución del tamaño de las partículas influye en la velocidad de migración. Las partículas $> 1 \mu\text{m}$ poseen una velocidad de migración inversamente proporcional al diámetro de la partícula, mientras que, en las partículas $< 1 \mu\text{m}$, el tamaño de la partícula es independiente. Además, una carga elevada de partículas finas puede modificar sustancialmente las condiciones eléctricas de un PE. Dentro del PE, las partículas del gas de combustión se cargan en una nube iónica de carga espacial. La naturaleza de la carga espacial depende de la distribución del tamaño de las partículas y de la carga del gas de combustión. La carga espacial de las partículas aumenta cuando se incrementa el número de partículas por unidad de volumen del gas de combustión que entra en el PE. Un aumento de las partículas finas y una velocidad de migración de partículas relativamente alta en una carga elevada de gas de combustión pueden aumentar la carga espacial y, por lo tanto, causar un cortocircuito eléctrico. La corriente corona en el campo de entrada se puede eliminar aumentando la carga espacial. Si se elimina la corriente corona en todo el PE, la carga espacial será mucho mayor.

La distribución del flujo de gas de combustión influye en el funcionamiento general de los PE. Es preferible que la distribución de la velocidad del gas de combustión sea uniforme en toda la sección transversal del PE, ya que permite obtener la máxima eficiencia de captura de la unidad. Para obtener el mejor rendimiento de un precipitador, el flujo de gas que se introduce en las unidades se optimiza para conseguir un flujo uniforme y evitar que el gas entre en el campo eléctrico. Una concepción adecuada de los conductos de entrada y el uso de dispositivos de

distribución del flujo en la boquilla de entrada del PE pueden contribuir a uniformizar el flujo en la entrada del precipitador.

La vibración, que se emplea para hacer caer la capa de cenizas volantes (torta de filtración) de los electrodos de recogida a las tolvas, también puede ser la causa del arrastre de partículas al flujo. En este caso, las partículas se separan de la capa de cenizas volantes y vuelven a introducirse en el flujo de gas de combustión. Este fenómeno puede reducir la eficiencia de manera sustancial. La eficiencia del PE depende en gran medida del tamaño de la unidad. Para aumentar la eficiencia es necesaria una mayor inversión. Las exigencias legales para reducir las emisiones de partículas finas han impulsado varios proyectos de investigación para aumentar la eficiencia de esta tecnología.

Un contenido moderado de azufre en el gas de combustión disminuye la resistividad de las partículas y contribuye a aumentar la reducción. Sin embargo, si la distribución del gas en el precipitador no es uniforme, algunas partes del dispositivo pueden registrar temperaturas más bajas que otras. Y, cuanto más elevado sea el contenido de azufre del combustible, más elevado será el punto de rocío que se puede alcanzar. Si estas dos circunstancias ocurren al mismo tiempo, es decir, la distribución de la temperatura no es uniforme y el punto de rocío del ácido sulfúrico es más elevado, se pueden producir daños materiales y, por lo tanto, existe un mayor riesgo de averías en el dispositivo.

La quema de combustibles también puede generar problemas, ya que, durante la combustión, los combustibles generan sustancias volátiles que pueden recubrir las partículas y perjudicar el proceso de precipitación. Esto sucede cuando el combustible utilizado posee un poder calorífico reducido o si el funcionamiento de la caldera no es estable.

Para calcular el coste de los PE hay que tener en cuenta los costes de consumo de electricidad, los gastos de mantenimiento (que dependen, en su mayor parte, de la caldera y las propiedades del combustible) y la descarga de las cenizas precipitadas. Sin embargo, normalmente, los PE resultan económicamente rentables para reducir las emisiones de partículas.

Dependiendo del combustible que se utilice, los costes de inversión iniciales pueden ser más o menos elevados que los costes que se derivan de otras técnicas disponibles, como los filtros de mangas. No obstante, los costes de funcionamiento son menores que los de otras tecnologías y el uso de sistemas de control modernos permite reducir todavía más estos gastos. Sin embargo, los costes pueden variar enormemente según las propiedades de las cenizas volantes. Por otro lado, los costes de mantenimiento suelen ser razonables cuando el dispositivo se utiliza con cenizas comunes. Los PE resultan rentables en centrales energéticas que poseen una gran variedad de instalaciones energéticas y distintos tipos de calderas.

3.2.2 Precipitadores electrostáticos húmedos

Los precipitadores electrostáticos húmedos funcionan de acuerdo con los mismos principios que los PE. En este caso, las partículas acumuladas en las placas colectoras se eliminan con descargas del líquido apropiado, normalmente agua, ya sea de manera intermitente o con irrigación pulverizada continua. Este tipo de precipitadores ofrece ventajas con cierto tipo de partículas que se adhieren a las placas convencionales, o bien cuando otros componentes del flujo de gas interfieren en la operación como, por ejemplo, un gas húmedo y frío. En estas ocasiones, se genera un efluente líquido que debe ser tratado posteriormente. Los PE húmedos sólo se utilizan en grandes instalaciones de combustión nuevas que emplean fuelóleo pesado, aunque se han realizado pruebas para utilizarlos como dispositivo de control de aerosoles.

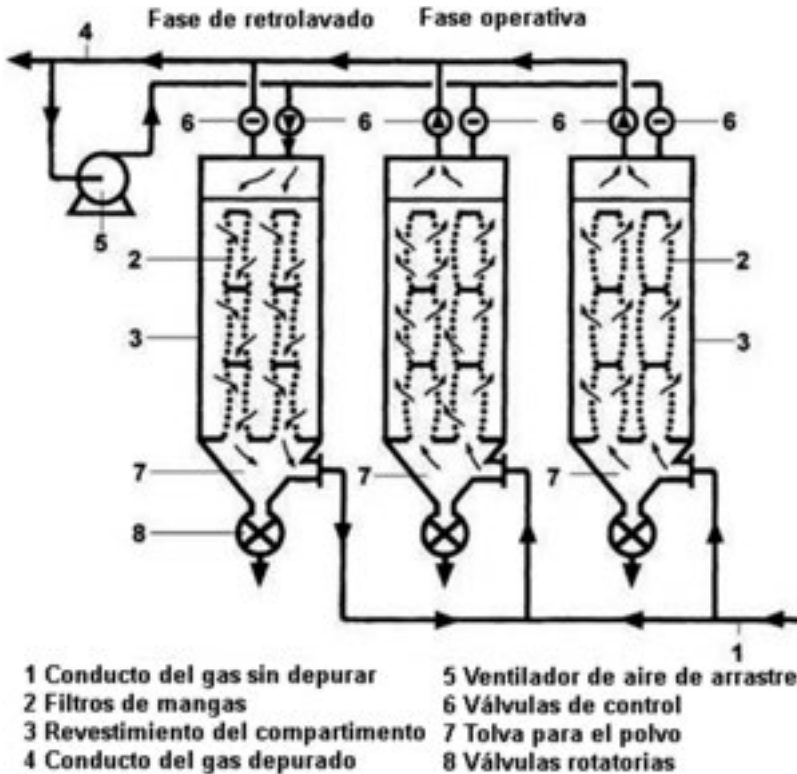
3.2.3 Filtros de tela (filtros de mangas)

Los filtros de tela son un método muy utilizado en todo el mundo para eliminar las partículas (especialmente, cenizas volantes) del gas de combustión en centrales de combustión industriales y de tamaño reducido. Sin embargo, actualmente, esta tecnología se utiliza cada vez más en instalaciones de grandes dimensiones. Además de capturar las cenizas volantes, los filtros de mangas también se emplean, junto con un sistema de depuración seca con inyección de absorbente de dióxido de azufre en polvo o líquido (como cal o bicarbonato de sodio), para controlar simultáneamente el dióxido de azufre y las emisiones de cenizas volantes.

Los filtros de tela están formados por uno o más compartimentos aislados que contienen filas de filtros de mangas o tubos de tela. Los gases cargados de partículas atraviesan (normalmente) la superficie de las mangas y, a continuación, pasan a través de la tela. Las partículas quedan atrapadas en la primera cara de las mangas, mientras que el flujo de gas limpio se libera a la atmósfera. El filtro funciona cíclicamente, alternando periodos relativamente largos de filtrado con periodos más cortos de limpieza. Durante la depuración, las partículas acumuladas en los filtros se eliminan de la superficie de tela y se depositan en una tolva para su posterior eliminación. La característica más relevante que distingue a los filtros de tela de otros filtros de gas es que la superficie de filtrado se puede controlar periódicamente durante la limpieza.

Para mantener una eficiencia de extracción elevada, es importante eliminar las partículas de la tela con regularidad, factor que también influye en la vida útil de la tela. Los filtros de tela se suelen clasificar según el método de limpieza del filtro. Los métodos más comunes son: flujo de aire inverso, agitación/deshinchamiento mecánicos, vibración e impulsos de aire comprimido, aunque también se utilizan bocinas acústicas para limpiar las mangas. Los mecanismos de

Figura 3.3: Disposición general de un filtro de tela (con un compartimento en el ciclo de depuración) [36, Lurgi, 1999]

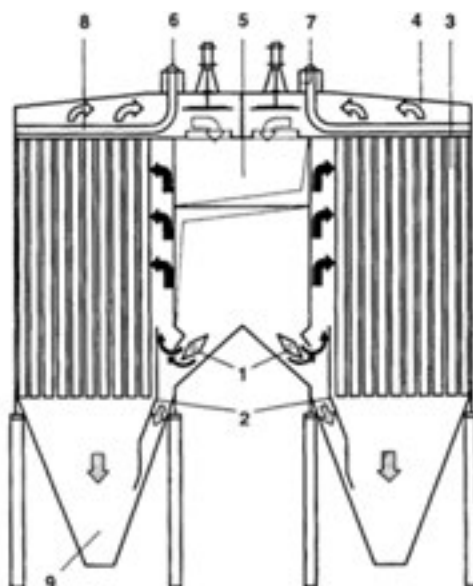


limpieza habituales no devuelven al tejido su condición original. Las partículas que se acumulan en el interior del tejido reducen el tamaño de los poros entre las fibras, con lo que se obtiene una mayor eficiencia con partículas de menos de una micra.

La selección de los tejidos se realiza según la composición de los gases, la naturaleza y el tamaño de las partículas de polvo, el método de depuración empleado, la eficiencia requerida y los criterios económicos. La temperatura del gas también se tiene en consideración, junto con el método de refrigeración del gas, si procede, y el punto de rocío del ácido y el vapor de agua resultantes.

El desgaste gradual de los filtros de mangas comporta una reducción considerable del rendimiento. Además, la filtración de material abrasivo, el peligro de inflamación o la corrosión pueden producir daños o averías irreparables en varias mangas. Los sistemas de control en línea simples, como los indicadores de caída de presión o los dispositivos indicadores de partículas, sólo ofrecen una visión parcial del rendimiento del dispositivo.

Figura 3.4: Filtro de tela neumático de baja presión [36, Lurgi, 1999]



- | | | |
|--|--------------------------------|------------------------------|
| 1 Toma de admisión del gas sin depurar | 4 Espacio para el gas depurado | 7 Reserva de aire comprimido |
| 2 Placa deflectora | 5 Conducto del gas depurado | 8 Varita de la boquilla |
| 3 Filtros de mangas | 6 Válvula de diafragma | 9 Tolva para el polvo |

Los dispositivos triboeléctricos u ópticos se utilizan para calcular las variaciones de las emisiones de partículas de los filtros de tela y localizar posibles fallos. También se emplean para detectar aumentos bruscos de partículas en el ciclo de depuración. Cuando estas medidas se integran en un sistema de limpieza por zonas, se pueden detectar mangas dañadas en cualquier zona y repararlas por separado [37, Robson, 1998].

Los tejidos sintéticos como el Gore-Tex® y el Tefaire® (teflón/fibra de vidrio) permiten utilizar los filtros de tela para una amplia gama de aplicaciones y prolongan la resistencia del filtro. Recientemente, el rendimiento de los materiales modernos para el filtro ha mejorado mucho, incluso en condiciones abrasivas o con altas temperaturas. Los fabricantes de tejidos pueden recomendar los materiales más adecuados para cada aplicación.

Actualmente, se están realizando investigaciones con nuevos métodos para aumentar la proporción de aire en el tejido y reducir la caída de presión en sistemas de gas inverso y agitación/deshinchamiento. Las modificaciones en la entrada y salida de gases de combustión pretenden aumentar la captura de partículas de cenizas volantes en el fondo del filtro de mangas y dejar la parte superior limpia para reducir las obstrucciones en la vía de salida del gas de combustión.

En algunos países, la tecnología neumática se ha convertido en el sistema de filtro de tela más utilizado en dispositivos de control de partículas primarias para calderas electrotérmicas e industriales. Las investigaciones realizadas continúan proporcionando nueva información sobre este sistema y, por lo tanto, mejorando su rendimiento.

Existen muchos materiales para el filtro en el mercado, y el operador deberá escoger el que más se adapte a sus necesidades. El material del filtro se debe seleccionar con especial atención para evitar que surjan problemas si se modifican los parámetros del proceso.

Algunos combustibles pueden provocar problemas de atascos, que dificultan el funcionamiento del dispositivo. Esto ocurre, por ejemplo, en la puesta en marcha, durante la combustión del petróleo. Normalmente, el material del filtro es bastante sensible a la temperatura de las cenizas y del gas de combustión y, por este motivo, el carbono sin quemar y las aglomeraciones de cenizas volantes calientes podrían dañarlo.

En algunas ocasiones, el filtro se puede agrietar. Estas grietas son difíciles de detectar durante el funcionamiento y aumentan las emisiones de partículas. Si el filtro de mangas es de diseño modular y los módulos están aislados, existe la posibilidad de realizar las reparaciones sin detener el proceso.

Los costes de mantenimiento de este sistema son elevados, ya que el material del filtro se debe cambiar después de un periodo de funcionamiento de dos a cinco años. El gasto mínimo del cambio de filtro representa, aproximadamente, un 10% del coste de inversión. Sin embargo, el material precipitado se puede reciclar fácilmente. Por ejemplo, el sorbente sin reaccionar se puede volver a introducir en el proceso y conseguir cierto ahorro.

3.2.4 Precipitación centrífuga (ciclones)

Estos sistemas de control de partículas utilizan la fuerza de la gravedad y se pueden utilizar con cualquier tipo de gases de combustión en condiciones secas. No obstante, por sus características de funcionamiento, su uso queda restringido a instalaciones de tamaño medio o pequeño, y sólo como técnica previa de control de partículas combinada con otras medidas.

Los colectores mecánicos están formados por un conjunto de ciclones (por ejemplo, 31 x 24, con un diámetro individual de unos 240 mm para tratar 700.000 m³/h de gas de combustión a 130 °C) armados en una o varias carcassas. Los gases sin purificar se introducen en los ciclones a través de una cámara diseñada específicamente para este propósito. Las partículas centrifugadas se aglomeran en la periferia de los ciclones y se conducen al fondo del aparato, donde van a parar a

una tolva. En el ciclón, el aire depurado circula hacia la parte superior del dispositivo a través de una tubería central, se recoge en una cámara de salida y, a continuación, se transmite a los conductos de transporte.

Los colectores mecánicos no atrapan las partículas finas y, por lo tanto, su eficiencia general se limita a un 85 – 90%. Sin embargo, esta tecnología se continúa utilizando en instalaciones con calderas de parrillas mecánicas alimentadas con partículas gruesas de carbón, ya que la cantidad de cenizas volantes es relativamente pequeña (20% de cenizas de carbón, comparado con el 80% de cenizas con carbón pulverizado). Los ciclones atrapan el 100% o cerca del 100% de partículas de 5 a 10 micras. Aunque también funcionan con partículas más pequeñas de hasta 1 micra, en estos casos su eficiencia es menor. La tecnología de despresurización de los ciclones contribuye a aumentar la eficiencia, especialmente cuando se emplean en grandes instalaciones de combustión, donde muchas células pequeñas de ciclón actúan al mismo tiempo.

Los colectores mecánicos son el sistema con el menor coste de inversión de todos los equipos de extracción de partículas. Esta técnica no se puede utilizar por sí sola como medida de control de las cenizas volantes y, por lo tanto, la técnica de control combinada también debe tomarse en consideración a la hora de calcular los costes de inversión. Los costes de funcionamiento incluyen la energía necesaria para la extracción neumática o hidráulica de las cenizas acumuladas y la energía eléctrica para compensar la pérdida de presión de los gases de combustión del equipo. Los costes de mantenimiento suelen ser reducidos, debido a la resistencia de los componentes. El riesgo de erosión de esta técnica puede limitar la vida útil de estos dispositivos [58, Eurelectric, 2001].

3.2.5 Lavadores húmedos

Los lavadores húmedos para el control de las emisiones de partículas se han estado utilizando durante varias décadas. Su bajo coste de inversión, comparado con los PE y los filtros de tela, los hace especialmente atractivos para el uso a escala industrial, aunque, por otro lado, hay que tener en cuenta la caída de presión y los costes de funcionamiento, relativamente elevados. El gas de combustión se enfría durante la depuración húmeda y necesita ser recalentado antes de liberarlo a la atmósfera, factor que aumenta el gasto energético. Debido, en parte, a estos costes de funcionamiento, el uso de lavadores húmedos para el control de las emisiones de partículas ha disminuido durante la última década. No obstante, este método se utiliza en algunas aplicaciones de combustión con una temperatura y una presión elevadas, como ciclos combinados de gasificación integrada (CCGI) y combustiones en lecho fluidizado a presión (CLFP). En estos casos, la caída de presión respecto a la presión de funcionamiento es menos significativa y, en los CCGI, el problema de recalentar los gases queda descartado, debido a que el gas se calienta posteriormente por combustión.

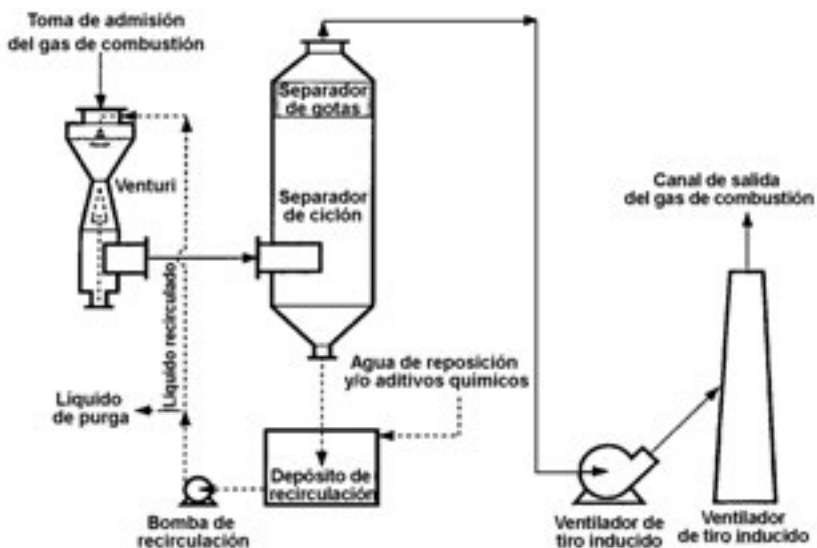
La mayoría de lavadores húmedos de control de cenizas volantes instalados en hogares alimentados con carbón (de centrales industriales o electrotérmicas) se encuentran en EE. UU. La mayor concentración de este tipo de sistemas se encuentra en el oeste del país, donde el carbón posee un bajo contenido de azufre y, por lo tanto, es tan resistivo que los PE resultan menos rentables. Muchos de estos lavadores están diseñados para eliminar las partículas y controlar las emisiones de dióxido de azufre al mismo tiempo, utilizando las cenizas volantes alcalinas como sorbente. Con frecuencia, se añade cal para aumentar la eficiencia de eliminación del SO_2 .

Los lavadores húmedos engloban varios dispositivos de control de partículas que utilizan líquido para capturar las partículas del gas de combustión. Los más comunes son los lavadores venturi y los lavadores de lecho móvil.

Los lavadores venturi son seguramente los más frecuentes. En este tipo de lavadores, el líquido depurador se introduce uniformemente en la parte superior de la zona convergente de reducción del venturi, como se muestra en la Figura 3.5. El gas de combustión cargado de partículas y el líquido depurador entran en el canal de entrada del venturi, donde el líquido de depuración se atomiza en el flujo del gas de combustión.

El humedecimiento del gas de combustión permite recoger pequeñas partículas en forma de gotitas más pesadas y más grandes que pueden ser capturadas más fácilmente por el colector. De esta forma, se pueden eliminar las partículas finas sin las dificultades que entrañaba el uso de separadores inerciales. La velocidad

Figura 3.5: Diagrama de flujo típico de un sistema venturi [33, Ciemat, 2000]

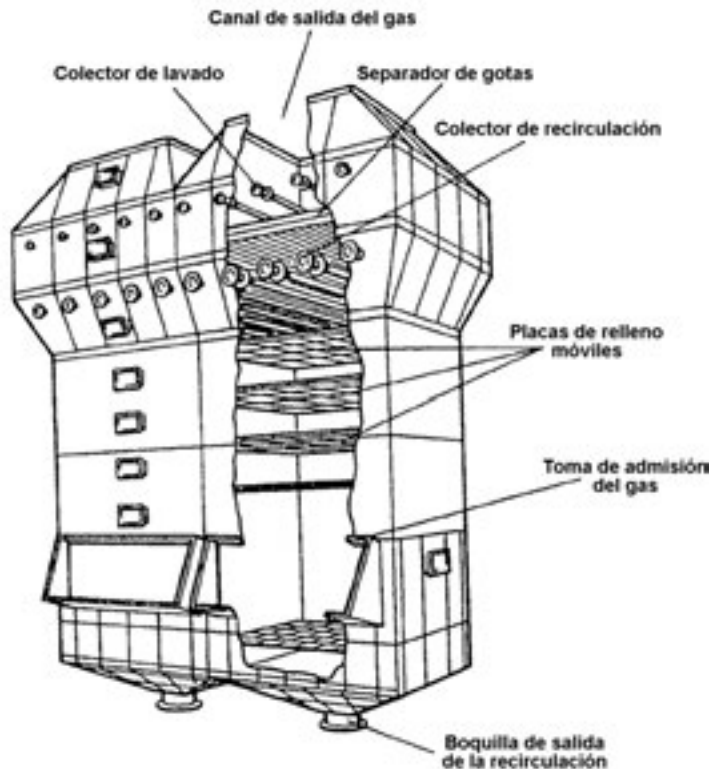


relativa inicial de las gotitas y las partículas debe ser relativamente alta para que las partículas queden adheridas a las gotas cuando éstas se aceleren y alcancen su velocidad terminal. El gas depurado y las gotitas con las partículas atrapadas en su interior entran en la zona divergente, donde se producen colisiones y aglomeraciones adicionales.

La caída de presión y el rendimiento de los sistemas venturi dependen, en gran medida, de la velocidad con la que el gas atraviese el venturi. Para conseguir un funcionamiento eficiente con cargas de caldera reducidas, algunos venturi incluyen diseños de canales de entrada variables que pueden funcionar con una caída de presión casi constante, independientemente del caudal del gas de combustión (carga de la caldera). Después del venturi hay una sección separada donde se eliminan las gotitas atrapadas.

Los lavadores de lecho móvil para la captura de partículas están equipados con esferas de plástico de baja densidad que se pueden mover dentro de los contenedores, como se muestra en la Figura 3.6. Para aumentar su efectividad, se pueden utilizar varias etapas de lechos móviles en serie. Normalmente, estos de-

Figura 3.6: Lavador con lecho móvil [33, Ciemat, 2000]



puradores emplean flujos inversos. Los contenedores se mantienen en movimiento constante por acción del gas de combustión y el líquido depurador, y este movimiento continuo reduce la tendencia al taponamiento del lecho.

Se puede obtener una elevada eficiencia de separación si se procesan cargas de partículas moderadas. Sin embargo, esta técnica no es especialmente adecuada para combustibles con altos contenidos de cenizas.

Si los separadores de gotas no funcionan correctamente, es posible que pequeñas partículas de agua, incluidas cenizas volantes, permanezcan en los gases de combustión incluso después de la depuración. Una carga de partículas elevada puede producir atascos e incidir en la disponibilidad y la efectividad de la unidad de depuración.

Los costes de inversión son elevados e incluyen: el reactor, un posible sistema de inyección de sorbente y una central de tratamiento de las aguas residuales. Los costes de funcionamiento también son considerables y están relacionados, sobre todo, con el consumo de agua y los costes energéticos.

La depuración por condensación enfría los gases de combustión y el calor absorbido se puede utilizar, por ejemplo, en sistemas de calefacción urbana para incrementar la rentabilidad de esta técnica.

3.2.6 Funcionamiento general de dispositivos de control de partículas

Tabla 3.2: Funcionamiento general de los dispositivos de limpieza de partículas [35, ERM, 1996]

Tecnología	Eficiencia de eliminación %				Otros parámetros de funcionamiento		Notas
	<1 µm	2 µm	5 µm	>10 µm	Parámetro	Valor	
Precipitador electrostático (PE)	>96,5	>98,3	>99,95	>99,95	Temperatura de funcionamiento	80 – 220 °C (PE frío) 300 – 450 °C (PE caliente)	<ul style="list-style-type: none"> • el PE ofrece una eficiencia muy elevada, incluso con partículas de tamaño reducido • puede asimilar un elevado volumen de gas con caídas de presión reducidas • costes de funcionamiento bajos, excepto si los niveles de eliminación son muy elevados • puede funcionar en cualquier condición de presión positiva • una vez instalado, el PE no se adapta fácilmente a posibles modificaciones de las condiciones de funcionamiento • es posible que no funcione con partículas con una resistividad eléctrica muy elevada.
					Consumo energético como % de la capacidad eléctrica	0,1 – 1,8%	
					Caída de presión	1,5 – 3 (102 Pa)	
					Residuo	Cenizas volantes	
					Volumen de gas emitido	>200.000 m ³ /h	
					Aplicabilidad	Combustibles sólidos y líquidos	
					Cuota de mercado	90%	
Filtro de tela	>99,6	>99,6	>99,9	>99,95	Temperatura de funcionamiento	150 °C (poliéster) 260 °C (fibra de vidrio)	<ul style="list-style-type: none"> • la cuota de mercado del 10% se basa, sobre todo, en la aplicación en sistemas CLF y DSA • las velocidades de filtración se sitúan entre 0,01 y 0,04 m/s, según la aplicación, el tipo de filtro y el tejido • los valores más habituales en los filtros de mangas de las centrales energéticas son de 0,45 a 0,6 m/min para aire inverso, de 0,75 a 0,9 m/min para vibración y de 0,9 a 1,2 m/min para aplicaciones neumáticas • la duración de las mangas disminuye con un mayor contenido de azufre del carbón y con una velocidad de filtrado más elevada • el porcentaje anual de averías de las mangas instaladas se sitúa en torno al 1% • la caída de presión es mayor a menor tamaño de las partículas en un gas de combustión determinado.
					Consumo energético como % de la capacidad eléctrica	0,2 – 3%	
					Caída de presión	5 – 20 (102 Pa)	
					Residuo	Cenizas volantes	
					Volumen de gas emitido	<1.100.000 m ³ /h	
					Aplicabilidad	Combustibles sólidos y líquidos	
					Cuota de mercado	10%	

Tabla 3.2: Funcionamiento general de los dispositivos de limpieza de partículas [35, ERM, 1996] (*continuación*)

Tecnología	Eficiencia de eliminación %			Otros parámetros de funcionamiento		Notas			
	<1 µm	2 µm	5 µm	>10 µm	Parámetro		Valor		
Ciclón	85 – 90%. El diámetro más pequeño de partículas atrapadas es de entre 5 y 10 µm					<ul style="list-style-type: none"> • debido a su funcionamiento limitado, sólo puede usarse junto con otras técnicas de control de partículas. 			
Lavador húmedo (lavadores venturi de alto rendimiento)	98,5			Temperatura de funcionamiento			<ul style="list-style-type: none"> • como efecto secundario, los lavadores húmedos contribuyen a eliminar y absorber metales pesados gaseosos. • se generan aguas residuales, que se deben tratar y eliminar. 		
				Consumo energético como % de la capacidad eléctrica				hasta un 3% (5 – 15 (kWh/1.000 m ³))	
				Proporción líquido-gas				0,8 – 2,0 l/m ³	
				Caída de presión				30 – 200 (102 Pa)	
				Residuo				Lodos de cenizas volantes	

3.3 Técnicas para reducir las emisiones de óxidos de azufre

La mayoría de combustibles fósiles emiten óxidos de azufre durante la combustión debido a la oxidación del azufre que contienen. Las medidas para eliminar los óxidos de azufre y, sobre todo, el SO_2 de los gases de combustión durante o antes del proceso de combustión se empezaron a utilizar en la década de los setenta en EE. UU. y Japón, y más tarde, a principios de los ochenta, en Europa. En la actualidad, existen muchas técnicas distintas para reducir las emisiones de SO_2 generadas durante la combustión de combustibles fósiles.

3.3.1 Medidas primarias para reducir las emisiones de óxidos de azufre

3.3.1.1 USO DE COMBUSTIBLE CON UN CONTENIDO REDUCIDO DE AZUFRE O CON COMPUESTOS BÁSICOS DE CENIZAS PARA LA DESULFURACIÓN INTERNA

El uso de combustibles con un bajo contenido de azufre es una medida que puede reducir de forma significativa las emisiones de SO_2 . Cuando se dispone del suministro adecuado, una opción viable puede ser el cambio de combustible. De esta manera, se pueden emplear combustibles que posean una elevada desulfuración interna, gracias al contenido de caliza (y otros componentes activos) de las cenizas. El carbón contiene normalmente un 5% de caliza, aunque este porcentaje no está presente en todos los casos, mientras que el lignito y la turba pueden contener incluso una cantidad superior de este material, con lo cual se puede alcanzar un porcentaje de control del azufre de hasta el 80%, dependiendo del combustible y del sistema de combustión. Asimismo, la biomasa que se emplea para la cocombustión también puede contribuir a reducir el azufre. Sin embargo, esta medida depende sobre todo del tipo de combustible y del equipo utilizado y, por lo tanto, se incluye en los capítulos 4 a 8.

La desulfuración natural puede reducir las emisiones de SO_2 hasta el 90%, por ejemplo, si se utilizan ciertos lignitos y turba de baja calidad con un reducido contenido de azufre y un elevado contenido de cenizas alcalinas, que producen muy pocas emisiones de SO_2 . Este porcentaje es comparable al que se obtiene si se utilizan técnicas secundarias comunes.

3.3.1.2 USO DE ADSORBENTES EN SISTEMAS DE COMBUSTIÓN EN LECHO FLUIDIZADO

El uso de adsorbentes en sistemas de combustión en lecho fluidizado forma parte de los sistemas de desulfuración. Con esta técnica, la temperatura de combustión queda limitada a unos 850 °C. Los adsorbentes más utilizados son el CaO , el $\text{Ca}(\text{OH})_2$ y el CaCO_3 . La reacción necesita un exceso de adsorbente con una pro-

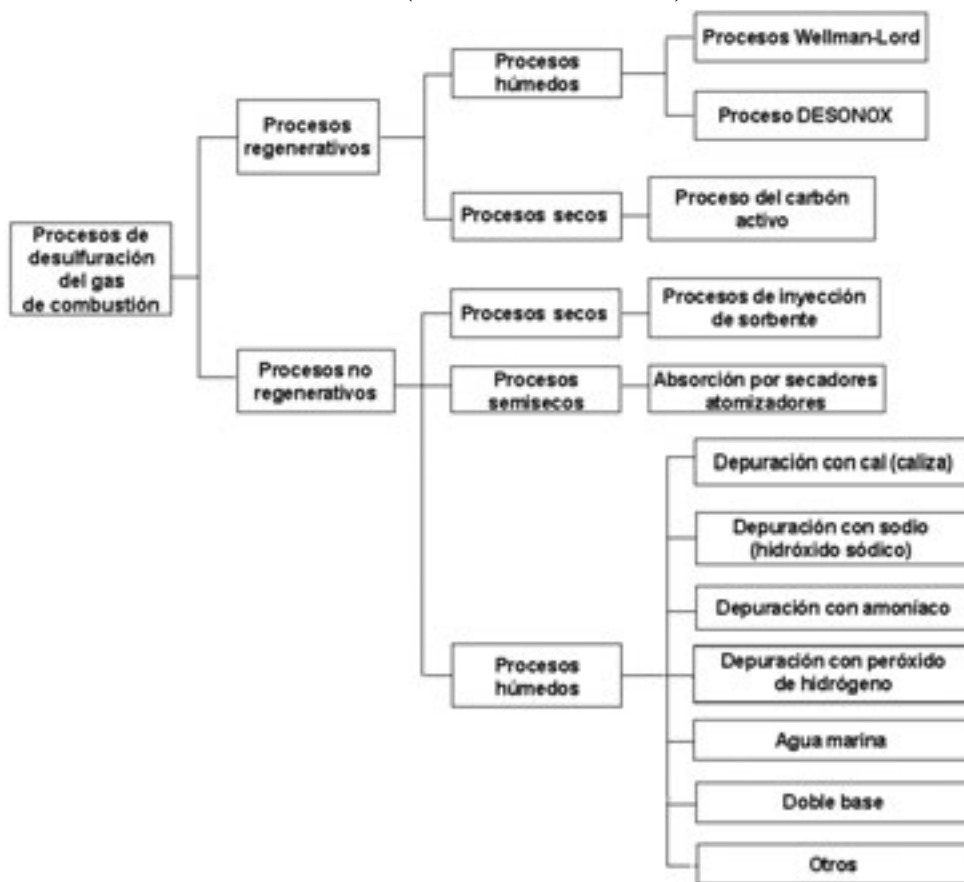
porción estequiométrica (combustible/adsorbente) de 1,5 a 7, dependiendo del combustible. Debido a los efectos corrosivos del cloro, el porcentaje de desulfuración se limita al 75%. Esta técnica se utiliza sobre todo en grandes instalaciones de combustión alimentadas con carbón. En el capítulo 4 se describe de forma más detallada.

3.3.2 Medidas secundarias para reducir las emisiones de óxidos de azufre

Las tecnologías más habituales de desulfuración de los gases de combustión (DGC) se pueden clasificar tal y como se indica en la Figura 3.7.

Hasta el año 2000, había 680 sistemas de DGC instalados en centrales de 27 países de todo el mundo y 140 en construcción o en proyecto en nueve países más

Figura 3.7: Resumen de las tecnologías utilizadas para reducir las emisiones de óxidos de azufre (medidas secundarias)



[38, Soud, 2000]. La Tabla 3.3 resume las prácticas de desulfuración con estimaciones para las siguientes aplicaciones hasta finales del año 1999. Los datos fueron proporcionados por EURELECTRIC, VDEW y VGB hasta 1996.

Tabla 3.3: DGC en grandes instalaciones de combustión de la UE-15
[58, Eurelectric, 2001], [192, GTT, 2003]

Centrales y técnica	Número de emplazamientos y energía eléctrica		Centrales con DGC y energía eléctrica controlada		
	País	N.º de emplazamientos	MW _e	N.º de emplazamientos (N 1)	Energía eléctrica (MW _e)
Austria		18	4.852	13	3.415
Bélgica		31	5.867	2	1.480
Dinamarca		13	8.447	10	5.389
Alemania		960 (N2)	91.090	185	42.000
Grecia		10	6.138	1	300
Finlandia		94	8.900	46	3.970
Francia		17	18.218	3	2.400
Irlanda		10	2.955	-	-
Italia		79	41.873	15	6.660
Luxemburgo		-	-	-	-
Países Bajos		15	9.632	5	2.690
Portugal		6	4.514	-	-
España		41	19.357	11	2.373
Suecia		41	5.303	6	1.164
Reino Unido		26	37.718	10	9.996
UE-15 (1996)		1.361	264.864	307	81.837

Notas:

N1 incluida la combustión en lecho fluidizado

N2 incluidas las centrales energéticas alemanas >50 MW_{th}

Actualmente, los sistemas de DGC se utilizan, en su mayoría, en centrales que se alimentan con combustibles con cierto contenido de azufre (por ejemplo, el carbón o el fuelóleo). Normalmente, los sistemas de DGC no son necesarios en centrales energéticas que utilizan gas natural.

3.3.3 Lavadores húmedos

Los lavadores húmedos son la tecnología más utilizada en sistemas de DGC, especialmente en procesos de caliza-yeso. Debido a la elevada eficiencia de elimi-

nación de SO_2 y la alta fiabilidad que ofrecen, poseen una cuota de mercado de casi el 80% y se utilizan en grandes calderas de centrales electrotérmicas. En la mayoría de casos, se emplea caliza como sorbente, ya que es un material disponible en grandes cantidades en muchos países y resulta más económico de procesar que otros sorbentes. Los subproductos que más se generan son el yeso o bien una mezcla de sulfato y sulfito cálcicos, dependiendo del modo de oxidación. Si el yeso obtenido se comercializa, se pueden reducir los costes globales de funcionamiento.

La depuración con sodio fue una técnica muy utilizada en Japón durante los años sesenta. El subproducto que se obtiene de este proceso, el sulfito sódico, se vendía posteriormente a la industria papelera. El proceso de depuración con sodio es un proceso simple que se utilizó en un gran número de calderas de pequeñas dimensiones alimentadas con petróleo. También existen algunos sistemas de depuración con magnesio que se emplean en calderas industriales relativamente pequeñas, debido a que los costes de inversión que acarrear son bastante reducidos. Las aguas residuales que generan estos sistemas contienen sulfato magnésico y se pueden verter al mar después de eliminar las partículas y los metales pesados que hayan podido absorber, pues el sulfato magnésico es un constituyente natural del agua de mar. Por lo tanto, el proceso posee ventajas respecto a otros sistemas si la central se encuentra cerca del litoral. El subproducto que se obtiene con los lavadores húmedos que emplean amoníaco se puede utilizar como fertilizante para la agricultura.

Los procesos de doble alcalinidad se han utilizado con aplicaciones comerciales en EE. UU. desde mediados de la década de los setenta. Durante la fase de desarrollo, desde la década de los setenta hasta principios de los ochenta, uno de los problemas de los lavadores húmedos con caliza eran las incrustaciones de yeso, fruto del desconocimiento del proceso químico de la depuración y los requisitos de los equipos creados para este proceso. Los sistemas de doble alcalinidad se utilizaron mientras los fabricantes de sistemas y los operadores de las centrales resolvían los problemas de desincrustación. Recientemente, gracias a las investigaciones, los procesos de doble alcalinidad se realizan con caliza, en lugar de sorbente de cal que resulta más costoso, y generan yeso como subproducto, factores que podrían favorecer el uso de estos sistemas.

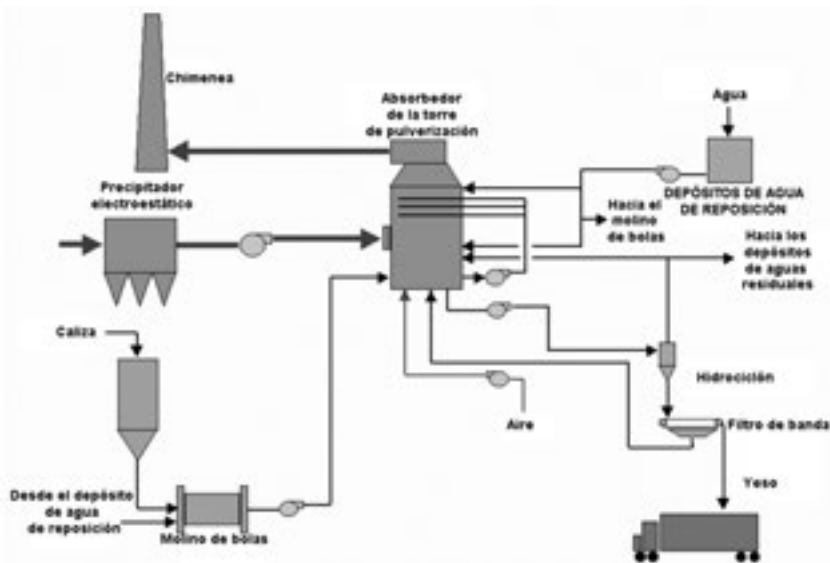
3.3.3.1 Depuración húmeda con cal/caliza

La primera central eficaz de depuración húmeda con cal fue construida en 1972 por Mitsui Miike Engineering Company (MIMC) en la central alimentada con carbón de Omuta, de Mitsui Aluminium, en Japón. Estas instalaciones utilizaban cal hidratada y producían lodo de sulfito/sulfato de calcio y cenizas volantes, que se almacenaban en un estanque. Desde entonces, el uso de lavadores húmedos con cal se ha extendido en EE. UU. y, aunque no de manera inmediata, en otros países, debido principalmente a las grandes extensiones de terreno necesarias

para la eliminación de los lodos. La primera central de depuración húmeda con caliza utilizada en una caldera electrotérmica alimentada con carbón que produjo yeso fue construida por MMEC en la central de Takasago de EPCD (Electric Power Development Company), que empezó a funcionar en el año 1975. En un principio, la central presentaba problemas de encendido, aunque, desde 1977, la fiabilidad del funcionamiento de las instalaciones sobrepasa el 99%.

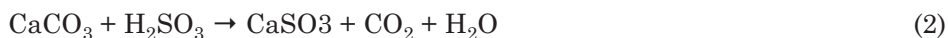
Actualmente, la depuración húmeda con caliza es la técnica más utilizada en los sistemas de DGC, con un porcentaje en torno al 80% de la capacidad total de las instalaciones de DGC. La Figura 3.8 muestra un diagrama de flujo característico de un tipo de sistema de DGC húmeda con cal/caliza desarrollado recientemente. La caliza se suele utilizar como reactivo porque está presente en abundancia en muchos países y suele resultar entre tres y cuatro veces más económica que otros reactivos. La cal se utilizaba como reactivo en las primeras centrales de este tipo, ya que posee una mayor reactividad con el SO_2 . Sin embargo, ha sido reemplazada por la caliza para reducir el riesgo de calcinación de la cal, cuya reparación resulta larga y costosa desde un punto de vista energético y económico. A pesar de esto, en algunos casos es imprescindible utilizar cal en lugar de la caliza, debido a las exigencias de los usuarios que requieren una mayor blancura del yeso de DGC. En cualquier caso, las instalaciones de DGC que utilizan caliza podrían alcanzar casi los mismos niveles de eliminación de SO_2 que las que utilizan cal. La reactividad de la caliza tiene una influencia significativa para la eficiencia de un sistema de DGC. Sin embargo, en estos momentos no existe ningún método estándar o normalizado para comprobar el grado de reactividad. En algunas ocasiones, también se emplean otros reactivos para la DGC, como la cal enriquecida con magnesio.

Figura 3.8: Diagrama de flujo esquemático del proceso de DGC con lavador húmedo de cal/caliza



Normalmente, el gas de combustión que sale del sistema de control de partículas atraviesa el intercambiador de calor y entra en el absorbedor de DGC, donde el SO_2 se elimina por contacto directo con una suspensión acuosa de caliza pulverizada con más del 95% de CaCO_3 . El lodo de caliza se introduce continuamente en el absorbedor. El gas de combustión depurado atraviesa el separador de gotas y, a continuación, se libera a la atmósfera por una chimenea o una torre de refrigeración. Los productos de reacción se extraen del absorbedor para ser deshidratados y continuar el proceso.

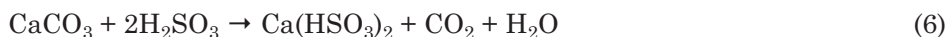
Los lavadores húmedos con caliza se suelen dividir en dos categorías según si la oxidación es forzada o natural. El modo de oxidación depende de las reacciones químicas, del pH de la solución acuosa reactiva y del subproducto resultante. Con una oxidación forzada y un pH entre 5 y 6, común en la depuración húmeda con caliza, las reacciones químicas son las siguientes:



Las reacciones (1) y (2) se producen en todos los sistemas de DGC húmeda. La reacción (3) muestra la oxidación forzada del sulfito de calcio en contacto con el aire y la formación (cristalización) de sulfato de calcio dihidrato o yeso mediante oxidación. En el modo de oxidación forzada, el aire se introduce en la parte inferior del absorbedor para oxidar el sulfito de calcio en sulfato de calcio, con un 99% de oxidación.

En el modo de oxidación natural, el sulfito de calcio se oxida parcialmente gracias al oxígeno que contiene el gas de combustión. El producto principal es el sulfito de calcio semihidrato (5). La mezcla de sulfito de calcio semihidrato y yeso se encuentra en forma de lodo.

Con un nivel de pH entre 4,5 y 5,5, la reacción química varía. Después de la absorción del SO_2 (1), el producto primario de la neutralización con caliza no es el sulfito de calcio, sino el bisulfito de calcio $\text{Ca}(\text{HSO}_3)_2$.



El bisulfito de calcio es mucho más soluble que el sulfito de calcio y, por lo tanto, con niveles inferiores de pH, presenta un riesgo menor de incrustación y taponamiento. El bisulfito de calcio se oxida y se cristaliza en forma de yeso o sulfato de calcio dihidrato (7).

En la Tabla 3.4 se incluye una comparación entre los modos de oxidación natural y forzada de la depuración húmeda con caliza. En el caso de la oxidación forzada, la deshidratación es sencilla porque los cristales de yeso son relativamente grandes. La deshidratación primaria se produce, normalmente, en hidrociclones, seguida de una segunda deshidratación en filtros o centrifugadoras. El producto final, con un contenido sólido aproximado del 90%, es fácil de manipular y se comercializa principalmente en forma de yeso, cemento y placas de cartón-yeso. Además, es un sustitutivo del yeso natural que se emplea para rellenar minas o vertederos. La comercialización del yeso puede contribuir a reducir los costes generales de funcionamiento. Sin embargo, el yeso comercializable se debe lavar durante la deshidratación secundaria para eliminar posibles restos de sales solubles, como los cloruros.

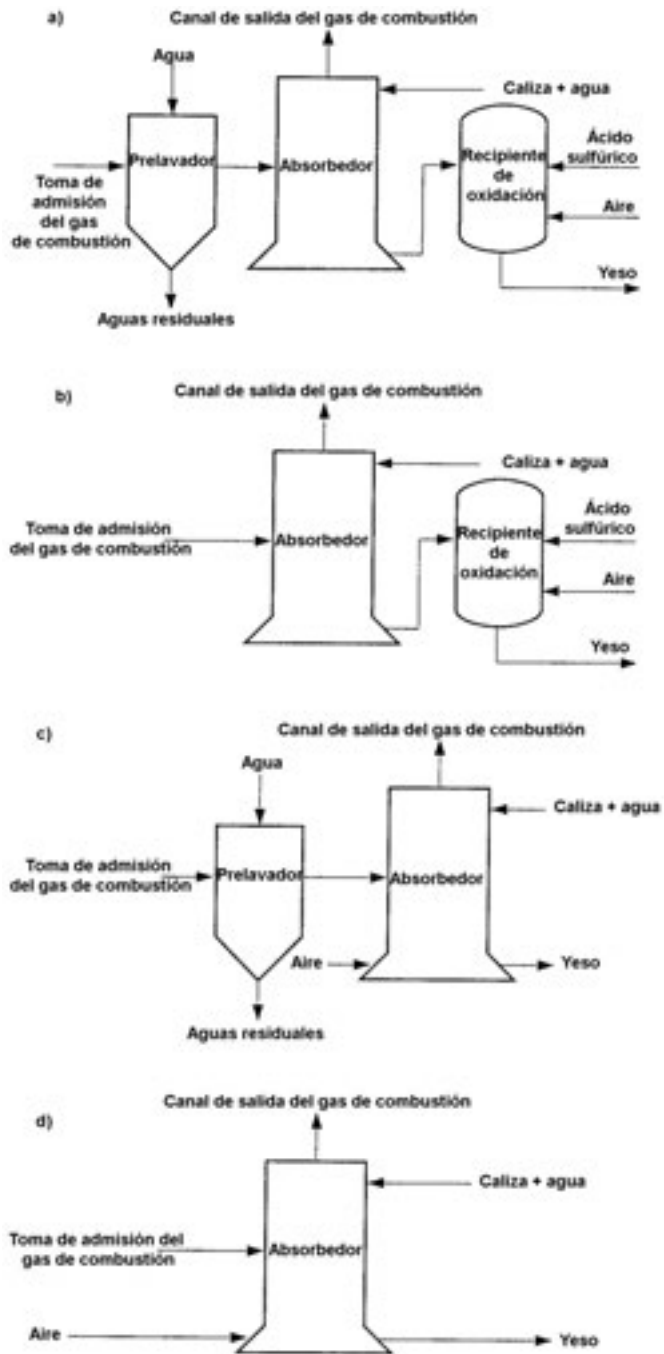
Tabla 3.4: Comparación entre la oxidación forzada y la oxidación natural

Modo	Subproducto	Tamaño del cristal del subproducto	Uso del subproducto	Deshidratación	Fiabilidad	Zona donde se utiliza
Oxidación forzada	Yeso 90% agua 10%	0 – 100 μm	Placas de cartón-yeso, cemento, etc.	Fácil: hidrociclón y filtro	>99%	Europa y Japón
Oxidación natural	Sulfato/sulfito de calcio 50 – 60% agua 50 – 40%	1 – 5 μm	No se utiliza (vertedero)	Difícil: espesante y filtro	95 – 99% debido a problemas de incrustación	EE. UU.

El subproducto de la oxidación natural es una mezcla de sulfito de calcio semihidrato y sulfato de calcio dihidrato que resulta difícil de deshidratar. El proceso de deshidratación primaria, por lo tanto, requiere el uso de un espesante, mientras que la deshidratación secundaria se realiza con filtros o centrifugadoras. El subproducto final posee entre un 40% y un 50% de agua. En muchos casos, se vierte en estanques o vertederos, aunque, por su naturaleza tixotrópica, se debe mezclar con cenizas volantes y cal. El proceso de oxidación natural se utiliza principalmente en EE. UU. La fiabilidad de este proceso ha mejorado, aunque continúa siendo sólo del 95 - 99% a consecuencia de los problemas de incrustación del yeso. En la actualidad, se tiende a convertir la oxidación natural en forzada, ya que el yeso resultante es de mayor calidad que el lodo, incluso si su destino final es un vertedero.

Existen cuatro tipos de lavadores húmedos con caliza (a, b, c y d), como se observa en la Figura 3.9. Tanto el tipo (c) como el (d) aparecen en modo de oxidación forzada, pero podrían cambiarse a oxidación natural y, por lo tanto, producir lodos residuales, eliminando la entrada de aire en el recipiente de oxidación.

Figura 3.9: Distintos tipos de lavadores húmedos con cal/caliza [38, Soud, 2000]



El **tipo (a)** y el **tipo (b)** disponen de un recipiente de oxidación adicional y no se incluyen en este apartado porque los recipientes de oxidación sólo se han utilizado en procesos de investigación y, actualmente, no se emplean en ninguna aplicación.

El **tipo (c)** no dispone de ningún recipiente de oxidación por separado. En este caso, el aire de oxidación se depura y va a parar al fondo del absorbedor, donde se forma el yeso. Este método de oxidación se suele llamar oxidación *in situ* y es el más utilizado en la actualidad. Cuando la oxidación tiene lugar en un recipiente de oxidación, como sucede con los tipos (a) y (b), el proceso se llama oxidación *ex situ*. Con un dispositivo de prelavado se pueden eliminar, principalmente, el HCl y el HF, aunque también se puede utilizar un dispositivo de prelavado con pH bajo para eliminar más cantidad de mercurio y partículas finas, que pueden contener otros elementos traza. En Japón, muchas de las nuevas grandes instalaciones de DGC emplean el tipo (c) debido a la alta calidad del yeso que produce y la elevada fiabilidad de esta técnica, además de evitar posibles problemas que podrían ocurrir si no se utiliza un dispositivo de prelavado.

La eliminación del recipiente de oxidación, o la conversión de oxidación *ex situ* a oxidación *in situ*, representa una mejora significativa en la tecnología de DGC, ya que la oxidación *in situ* presenta muchas ventajas respecto a la oxidación *ex situ*:

- en primer lugar, la oxidación *in situ* evita los problemas de incrustación y taponamiento gracias a la oxidación completa del producto en el absorbedor, con lo que se obtiene una mayor fiabilidad de funcionamiento. La oxidación parcial del producto, debida a la presencia de oxígeno en el gas de combustión, produce la incrustaciones de yeso en el absorbedor;
- en segundo lugar, la oxidación *in situ* posee una eficiencia de eliminación del SO₂ más elevada que la oxidación *ex situ*;
- en tercer lugar, es importante destacar que la oxidación *in situ* favorece la eficiencia de eliminación del SO₂, incluso con un nivel reducido de pH, ya que el H₂SO₄, que se genera gracias a la inyección de aire y posterior oxidación del H₂SO₃, reacciona rápidamente con la caliza. Asimismo, el uso de caliza es mayor en la oxidación *ex situ*, debido a la mayor solubilidad de la caliza en un pH bajo. La relación molar Ca/S es de 1,01 a 1,05.

Otra ventaja de la oxidación *in situ* es que ofrece la posibilidad de reducir la formación de S₂O₃, un subproducto de la reacción secundaria de la oxidación del SO₃ clasificado como sustancia de demanda química de oxígeno (DQO). Si la DQO de las aguas residuales se reduce hasta una quinta o una décima parte, podría disminuir la capacidad de tratamiento de estas aguas. Además, no es necesario añadir H₂SO₄ para la oxidación, como sucede en los tipos (a) y (b). La oxidación forzada *in situ* ha convertido la depuración húmeda con caliza en una opción más atractiva.

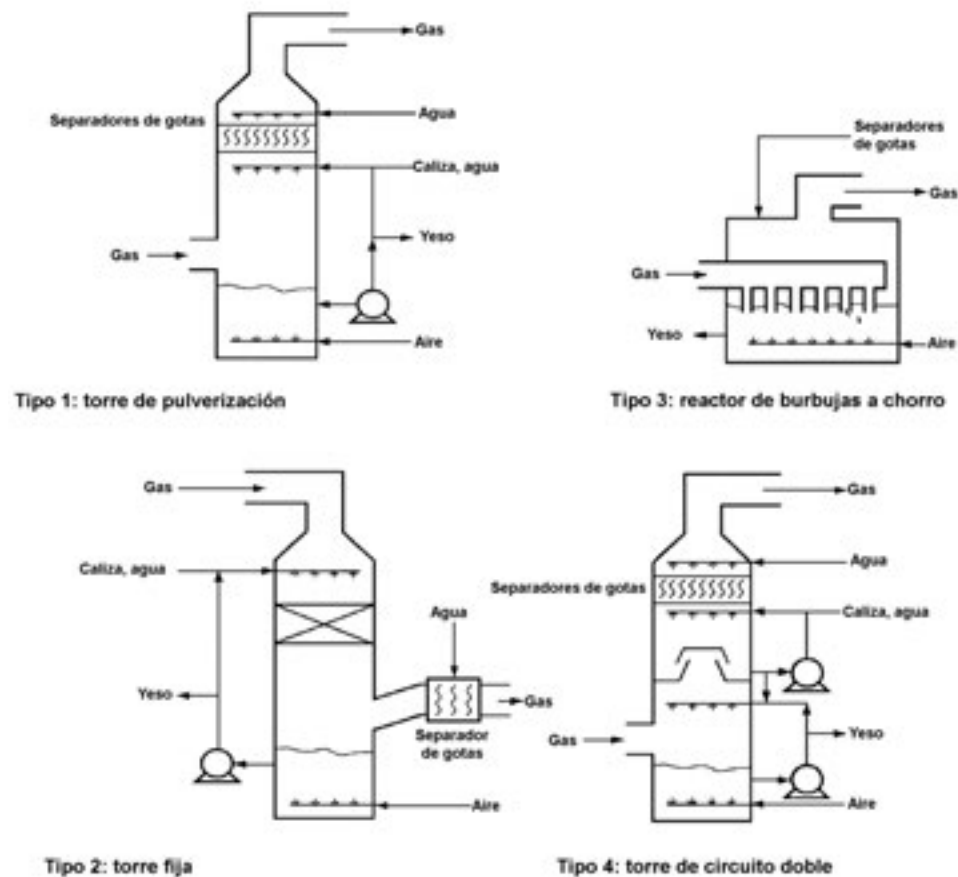
El **tipo (d)** es el tipo de lavador húmedo con caliza más simple y se ha convertido en el sistema de DGC más utilizado. Todas las reacciones químicas se producen

en un solo absorbedor integrado. De esta forma, se reduce el coste de inversión y el consumo energético. Desde finales de los años ochenta, el tipo (d) ofrece altos niveles de fiabilidad de funcionamiento y produce yeso de una calidad razonable. Además, posee una sola torre integrada, que requiere menos espacio y facilita la aplicación en calderas existentes renovadas. En Alemania, las instalaciones de DGC más recientes utilizan el tipo (d). En EE. UU., este tipo de sistema también se encuentra en numerosas centrales debido al reducido coste y la alta eficiencia que ofrece.

El diseño del absorbedor es crucial en los sistemas de DGC húmeda. La Figura 3.10 muestra ejemplos de distintos tipos de absorbedores donde todas las reacciones químicas de DGC ocurren juntas.

El **tipo 1** es el absorbedor con torre de pulverización. Este modelo es el que más se utiliza en sistemas de DGC húmeda de todo el mundo. La torre de pulveriza-

Figura 3.10: Diferentes tipos de absorbedores [33, Ciemat, 2000]



ción suele tener tres o cuatro cabezales de pulverización con varias boquillas a través de las cuales se atomiza y pulveriza uniformemente una suspensión acuosa de caliza finamente molida. El gas de combustión que se introduce en el absorbedor está en contacto directo con gotitas que se mueven libremente y, normalmente, a contracorriente, sin dispositivos que restrinjan el flujo de gas. Las gotitas de líquido son capturadas por los separadores de gotas. Este sistema se concibió para solucionar los problemas de incrustación de la primera generación de DGC con absorbedores integrados.

El **tipo 2** es el absorbedor con torre fija y rejilla de plástico de origen japonés. La torre fija aumenta el tiempo de residencia de contacto entre el gas y el líquido, por lo que se obtiene una mayor eficiencia de eliminación del SO_2 . El mayor conocimiento actual sobre procesos de DGC ha permitido eliminar los problemas de incrustación de este sistema. Además, la característica más importante de la configuración con flujo de gas de corriente paralela a gran velocidad es que incorporan absorbedores de gran tamaño en un diseño compacto.

El **tipo 3** se conoce como reactor de lecho burbujeante turbulento. El gas de combustión se inyecta a una suspensión acuosa a través de varios conductos sumergidos, mientras que la caliza hidratada se introduce en el reactor de lecho burbujeante turbulento y el aire para la oxidación se conduce hasta la solución acuosa. Este tipo de absorbedor es un buen ejemplo de un proceso de DGC simplificada, ya que se elimina la necesidad de emplear bombas de reciclaje, boquillas y cabezales pulverizadores, tanques de oxidación separados y espesantes y, de esta manera, se reducen las dificultades y el consumo energético.

El **tipo 4** utiliza un doble bucle, que se empleó por primera vez en EE. UU. Este absorbedor en dos bucles funciona como desactivador y absorbedor al mismo tiempo, con un nivel de pH distinto para cada función. Varias centrales utilizan este tipo de absorbedor en Canadá, Alemania y EE. UU.

Normalmente, los sistemas de DGC húmeda con caliza se emplean en entornos agresivos que pueden causar corrosión, erosión y abrasión. La vía del gas de combustión desde la entrada del absorbedor hasta la chimenea de eliminación debe estar protegida, por ejemplo, con un revestimiento de caucho o laminilla, contra el ataque ácido causado por la refrigeración y la saturación adiabáticas del gas. Los componentes más delicados son el conducto de entrada, el absorbedor, los sistemas de recalentamiento del conducto de salida y el revestimiento protector interior de las chimeneas. Todas las partes en contacto con los lodos corren el riesgo de corrosión o abrasión, incluidas las zonas de pulverización del absorbedor, los tanques, los agitadores, las bombas, las tuberías, las válvulas y todo el equipo de deshidratación.

La temperatura del gas de combustión se reduce hasta $45\text{ }^\circ\text{C} - 80\text{ }^\circ\text{C}$ cuando atraviesa las unidades de DGC húmeda. Para mejorar la dispersión del gas limpio de

la chimenea y reducir la frecuencia de penacho, la normativa requiere una temperatura mínima del gas de combustión en la salida de la chimenea. Por ejemplo, en el caso del Reino Unido, la temperatura mínima debe ser de 80 °C. Para alcanzar esta temperatura, el gas de combustión debe ser recalentado. Para ello, se suele utilizar un intercambiador de calor gas-gas regenerativo (recalentador). En algunos casos, el reglamento ya no requiere una temperatura mínima de los gases en las chimeneas. Si el gas limpio se libera a través de una chimenea húmeda, disminuye la demanda de energía eléctrica pero aumenta la cantidad de penacho.

Los modelos de dispersión han demostrado que la altura de la chimenea resulta mucho más importante que el empuje aerostático de salida del gas para conseguir una correcta dispersión del gas de combustión y para garantizar un menor impacto en la calidad del aire cerca de las instalaciones sin recalentar el gas de combustión. El empuje aerostático de los gases de escape (y, por lo tanto, la dispersión) puede aumentar, si fuera necesario, recalentando el gas de combustión. Además, también se puede mejorar la dispersión aumentando la velocidad de salida de la chimenea.

El uso de un sistema de DGC húmeda requiere un espacio considerable. En las centrales existentes, donde, seguramente, la DGC no se incluyó como parte del proceso, es posible que no haya espacio suficiente y sea necesario instalar nuevos conductos, por lo que los gastos de inversión podrían ser mucho más elevados. El diseño y la construcción del sistema dependerá, por lo tanto, de cada caso particular.

Asimismo, cuando se añada este proceso a una instalación existente, deberá construirse una chimenea nueva, ya que los gases de escape del sistema de DGC son mucho más corrosivos (el punto de rocío se alcanza en el lavador) que sin DGC, y es posible que la chimenea existente no esté construida o no sea apropiada para este propósito. En estas nuevas chimeneas se pueden utilizar revestimientos modernos para reducir el condensado ácido y mejorar la dispersión mediante el calentamiento rápido durante la puesta en marcha. Este factor es cada vez más importante, ya que el mercado de la energía eléctrica requiere instalaciones que se adapten a la demanda.

Los procesos de depuración húmeda han mejorado mucho en las últimas décadas, y se ha conseguido aumentar la fiabilidad y la eficiencia de eliminación y reducir los costes. La fiabilidad suele ser del 99% con oxidación forzada y de 95– 99% con oxidación natural. Las condiciones de aplicabilidad dependen de los componentes del lavador y de los procesos auxiliares relacionados con el procesos del absorbedor.

Una vez el sistema de DGC ha eliminado los metales pesados y los sólidos suspendidos, una buena medida para tratar las aguas residuales es emplear un proceso que incluya la precipitación del hidróxido y el sulfuro, y la clarificación y la deshidratación de la suspensión acuosa.

Existe poca documentación publicada por fabricantes y usuarios acerca de los costes de las instalaciones de depuración húmeda. Además, resulta complicado realizar una evaluación completa de la escasa información publicada, ya que no hay suficientes datos sobre la forma utilizada para calcular los costes.

Los lavadores con caliza húmeda comportan unos costes de inversión relativamente altos, aunque, por otro lado, los costes de funcionamiento son razonables, debido a la avanzada automatización y la fiabilidad del sistema y a los subproductos comercializables que se pueden obtener. Los costes de inversión, sin embargo, pueden variar enormemente y dependen de las especificaciones del lugar, de las condiciones técnicas y económicas, como el tamaño de la central, la concentración de SO_2 de admisión, los límites de emisión de SO_2 , la estrategia de redundancia, las horas de funcionamiento anuales, los años de funcionamiento, la gestión del yeso o de los residuos, las tasas de interés, el número de unidades de la instalación, la situación del mercado de DGC, entre otros factores. Por otra parte, los costes de inversión de un proceso de depuración húmeda con caliza dependen, sobre todo, del caudal del gas de combustión. La modernización de instalaciones con la incorporación de un sistema de DGC es mucho más costosa que las instalaciones completamente nuevas. Los costes de inversión de un sistema de depuración húmeda con caliza varían entre 35 y 50 euros por kW_{el} , y los costes de funcionamiento y mantenimiento se sitúan entre 0,2 y 0,3 euros por kWh (aporte de energía). Los costes normales de eliminación de SO_2 son de entre 750 y 1.150 euros por tonelada de SO_2 eliminado y la influencia en el precio de la electricidad es de 3 a 6 euros por MWh (electricidad generada).

Por lo que se refiere a la desulfuración de los gases de combustión de los motores alimentados con combustibles líquidos, un motor diésel grande, por ejemplo, posee un contenido de oxígeno de 13 – 15 vol-% de O_2 en el gas de combustión (factor de aire de 2,7 a 3,5). Una caldera suele presentar un 3 – 6 vol-% de O_2 (factor de aire de 1,2 a 1,4), según el combustible que se emplee. Un contenido mayor de oxígeno implica un mayor caudal de gas de escape y requiere un sistema de DGC con mayor capacidad, que comportaría un mayor coste de inversión por kW_{el} que el calculado anteriormente.

3.3.3.2 DEPURACIÓN CON AGUA MARINA

Los sistemas de depuración con agua marina aprovechan las propiedades inherentes del agua de mar para absorber y neutralizar el dióxido de azufre de los gases de combustión. Si se dispone de grandes cantidades de agua marina cerca de la central eléctrica, es mucho más probable que se utilice como medio refrigerante en los condensadores. Además, después de los condensadores, el agua marina se puede reutilizar para la DGC. Los principios básicos de los procesos de depuración con agua de mar se muestran en la Figura 3.11.

Figura 3.11: Principios básicos del proceso de depuración con agua marina [39, ABB, 2000]

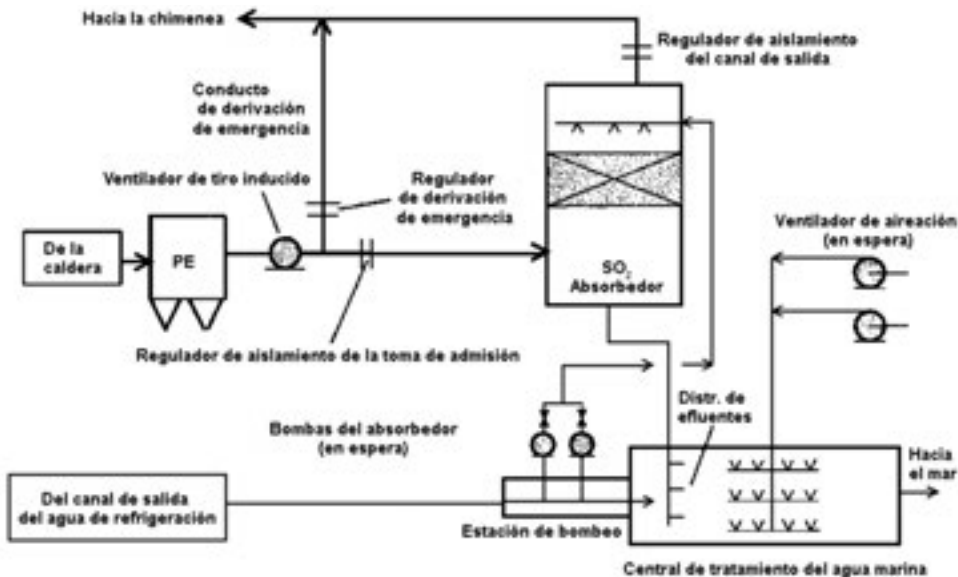
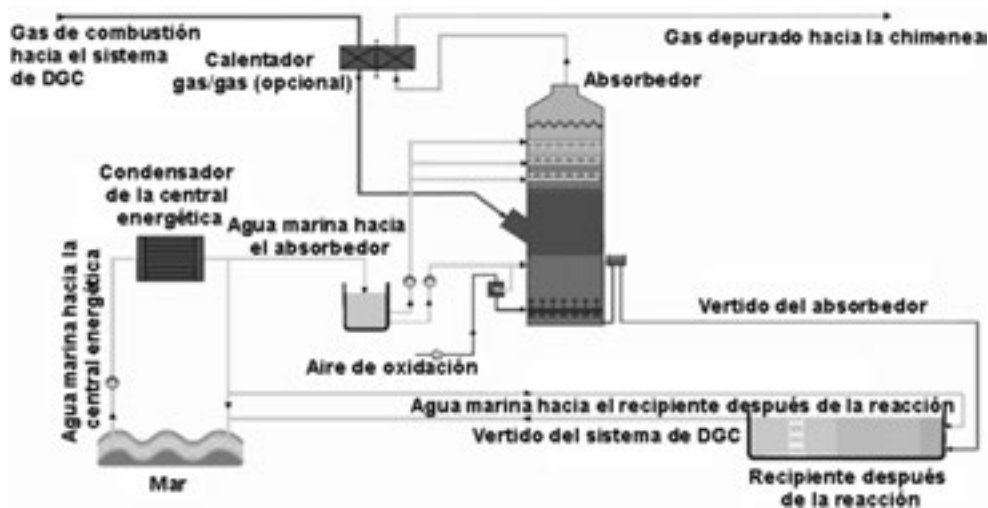


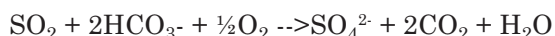
Figura 3.12: Proceso de depuración con agua marina [192, GTT, 2003]



El proceso básico se muestra en la Figura 3.11 y la Figura 3.12. El gas de combustión de la central energética sale del colector de polvo que, normalmente, es un filtro de tela o un precipitador electrostático. A continuación, este gas se introduce en el absorbedor de SO₂, donde entra en contacto con una proporción controlada de agua de mar procedente del conducto de salida del agua de refrigeración del condensador de la turbina de vapor. La presencia de bicarbonato y carbonatos en el

agua marina contribuyen a absorber el dióxido de azufre del gas de combustión. El efluente acidificado del absorbedor se mezcla con más agua marina para garantizar que el pH está a un nivel óptimo para el proceso de oxidación. El aire introducido fuerza la oxidación del dióxido de azufre absorbido, que pasa de bisulfito a bisulfato, y elimina el CO₂ disuelto. Antes de devolver el agua al mar, debe estar casi saturada con oxígeno y con un pH neutro. Para realizar este tipo de procesos con agua marina no es necesario importar ni exportar reactivos o subproductos sólidos, ya que sólo se utiliza agua marina que ya se ha empleado en el proceso de generación de energía como agua refrigerante del condensador de la turbina de vapor.

El proceso se basa en la siguiente reacción química:

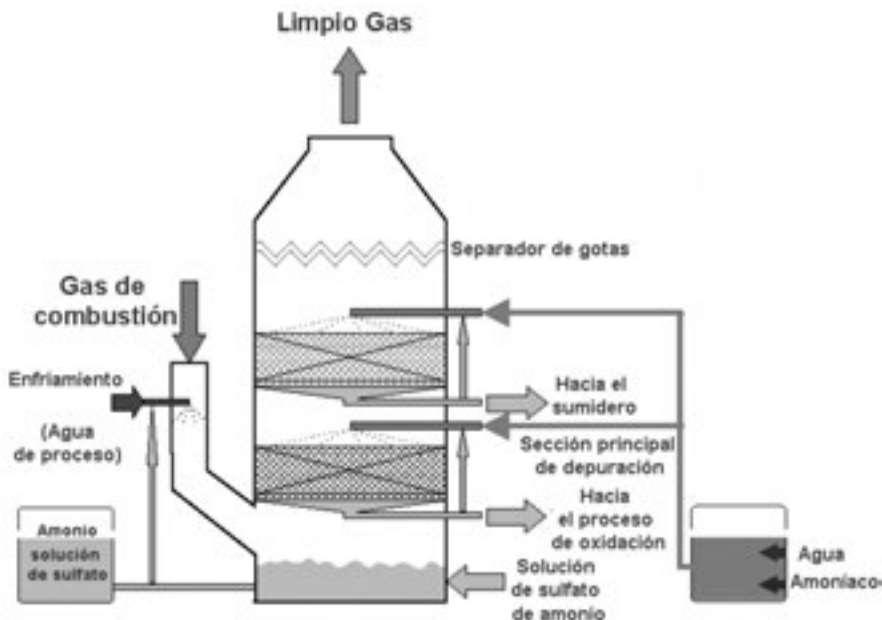


Para el proceso de depuración con agua marina se utiliza el agua procedente de la refrigeración de los condensadores de la instalación. Una parte de este agua se bombea hasta el absorbedor y pasa a través de la torre fija, donde absorbe el SO₂. El agua marina acidificada se recoge en el sumidero del absorbedor y se desplaza, por efecto de la gravedad, hasta la central de tratamiento de agua marina. El efluente acidificado del absorbedor se mezcla con el resto del agua refrigerante en una unidad especial situada en la parte delantera de la central de tratamiento de agua marina antes de pasar a la siguiente fase: la oxidación. En esta fase, el aire de la atmósfera se introduce en el agua marina mediante ventiladores industriales de alto rendimiento. A continuación, y antes de devolver el agua marina al mar, el SO₂ se convierte en sulfato (SO₄²⁻), el agua queda casi saturada con oxígeno y se ajusta el pH hasta el nivel 6, el nivel más bajo permitido por la directriz del Banco Mundial.

3.3.3.3 DEPURACIÓN HÚMEDA CON MAGNESIO

El reactivo de la depuración con magnesio es el hidróxido de magnesio, que se produce añadiendo cal hidratada al agua marina para aumentar la alcalinidad. Este proceso, que se empezó a utilizar a principios de los años ochenta, ha sustituido la depuración con sodio, ya que resulta más económico utilizar hidróxido de magnesio como reactivo que hidróxido de sodio o carbonato sódico. Además, produce lejías al sulfato como producto residual. Se han construido varias unidades que utilizan este proceso, en su mayor parte en calderas alimentadas con carbón de uso industrial. La depuración húmeda con magnesio se emplea, sobre todo, en centrales pequeñas, de menos de 50 MW y, por lo tanto, en este documento no se incluye información detallada sobre este tipo de sistemas. Un aspecto importante del proceso es que el sulfato de magnesio se puede verter directamente al mar, ya que es un constituyente natural del agua marina. Los costes de inversión de este sistema son reducidos, pero los costes de funcionamiento son considerables. Además, hay que tener en cuenta que este proceso sólo resulta una buena opción si la central está situada en el litoral.

Figura 3.13: Proceso de depuración húmeda con amoníaco
 [126, Lurgi Lentjes Bischoff, 2001]



3.3.3.4 DEPURACIÓN HÚMEDA CON AMONÍACO

Durante el proceso de depuración húmeda con amoníaco, como aparece en la figura 3.13, el SO_2 es absorbido por la solución acuosa de amoníaco. Este proceso genera sulfato de amonio, un subproducto que se utiliza como fertilizante. Sin embargo, en los países industrializados existe un exceso de este fertilizante, que se obtiene a través de otras fuentes, y por este motivo este proceso se utiliza en muy pocas ocasiones. No obstante, desde 1987, en China se han instalado tres unidades con un total de 200 MW_e que emplean este proceso con calderas alimentadas con petróleo.

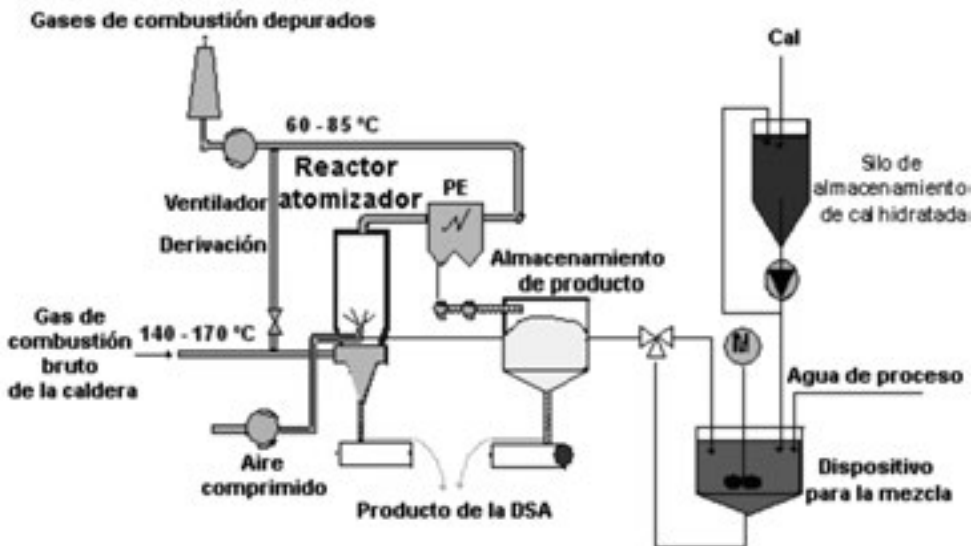
En Alemania, este proceso se ha aplicado a una caldera de fondo húmedo de 191 MW_e de capacidad alimentada con carbón. El sistema ha funcionado correctamente y se han conseguido algunas mejoras, además de solucionar algunos de los problemas iniciales, como la formación de aerosoles, es decir, partículas de sal de amoníaco con un diámetro de hasta 1 μm . Este proceso fue elegido porque respeta el límite de emisiones de menos de 200 mg/Nm^3 . Además, el principal motivo para su aplicación ha sido la posibilidad de producir un subproducto comercializable, de no generar aguas residuales (las condiciones locales específicas no permiten verter aguas residuales en los cauces públicos) ni otros materiales que requieran la eliminación de residuos, y otros aspectos relativos a la poca disponibilidad de espacio y las restricciones económicas.

3.3.4 Depuración por secadores atomizadores

A escala mundial, la depuración por secadores atomizadores ocupa el segundo lugar tras la depuración húmeda. Con este tipo de DGC, se suelen emplear suspensiones acuosas de cal para eliminar el SO_2 del gas de combustión. A medida que la tecnología ha ido madurando, la eficiencia de eliminación de SO_2 y la fiabilidad del funcionamiento de estos sistemas han ido mejorando. Además, los costes de inversión que comportan son bastante reducidos, aunque los costes de funcionamiento son más elevados que los que se derivan de la depuración húmeda, debido, principalmente, al uso de un sorbente de cal, que resulta más costoso. Los secadores atomizadores se utilizan, sobre todo, en calderas pequeñas o medianas alimentadas con carbón con un contenido bajo o medio de azufre (1,5%). Por este mismo motivo, también se prefieren para la modernización de centrales o sistemas que funcionen con cargas máximas. Los residuos suelen ser una mezcla de sulfito cálcico, sulfato cálcico y cenizas volantes con menos aplicaciones comerciales, aunque se está investigando su posible uso industrial. Algunas instalaciones utilizan un dispositivo de control de partículas antes de los secadores atomizadores para capturar las cenizas por separado.

La depuración con secadores atomizadores es una tecnología de DGC asociada que se desarrolló en EE. UU. y Europa entre principios y mediados de los años setenta. Fue utilizada comercialmente por primera vez en centrales de combustión de EE. UU. en 1980, donde se aplicó a una caldera alimentada con carbón.

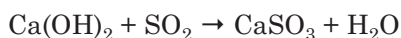
Figura 3.14: Esquema del proceso de depuración con secadores atomizadores [58, Eurelectric, 2001]



Este proceso consiste, principalmente, en la pulverización de un absorbedor seco, el control de partículas, mediante PE o filtros de tela, y los dispositivos de eliminación y reciclado de los productos de reacción. Actualmente, se utilizan varios sistemas de depuración con secadores atomizadores. Aunque se trata de procesos similares en cuanto al tipo de proceso, los constituyentes y el sorbente que se emplea, la diferencia reside en el sistema de dispersión de la suspensión acuosa de cal que utiliza el absorbedor seco con pulverizador.

Normalmente, el sorbente para la absorción de SO_2 es cal u óxido de calcio. La cal se mezcla con un exceso de agua o se apaga para producir cal hidratada, también llamada lechada de cal. La cal hidratada se atomiza formando una nube de diminutas gotas en el absorbedor seco con pulverizador, mientras que el SO_2 también se elimina del gas de combustión. El agua se evapora con el calor de los gases de combustión, normalmente, con un tiempo de residencia suficiente (unos 10 segundos) para que el SO_2 y otros gases ácidos, como el SO_3 y el HCl , reaccionen simultáneamente con la cal hidratada y formen sulfito/sulfato de calcio y cloruro cálcico. El tratamiento de las aguas residuales no resulta necesario con estos procesos, ya que el agua se evapora completamente en el absorbedor seco con pulverizador.

El proceso químico asociado con la eliminación del SO_2 del gas de combustión consiste en una simple reacción de absorción ácido/base entre el SO_2 y la cal hidratada, como se muestra a continuación:



Esta reacción química depende en gran medida de factores como la temperatura del gas de combustión, la humedad del gas, la concentración de SO_2 en el gas de combustión y el tamaño de las gotitas de la suspensión acuosa atomizada. El subproducto que se obtiene es una mezcla seca de sulfito y sulfato de calcio, cenizas volantes y cal sin reaccionar. A pesar de que, en algunas ocasiones, el proceso de depuración por secadores atomizadores se considera un proceso semihúmedo porque utiliza cal hidratada (mezcla de cal y agua), el residuo que produce es un polvo seco, que se recoge en un PE o bien en un filtro de tela. Este residuo contiene cal sin reaccionar, parte de la cual se recicla y se mezcla con cal hidratada nueva para aumentar el uso de la cal.

En la mayoría de instalaciones de depuración seca europeas, se utiliza un precolector que elimina la mayor parte de las cenizas volantes antes de que el gas de combustión entre en el absorbedor. Este dispositivo, que se instala entre el calentador de aire y el absorbedor, presenta algunas ventajas que pueden contribuir a equilibrar los costes de inversión y de funcionamiento, como, por ejemplo:

- en un campo de desulfuración determinado, puede reducir el consumo de cal (con un ΔT determinado) o permitir que la temperatura de funcionamiento del secador atomizador sea más elevada (con una determinada proporción Ca/S) y, de esta manera, reducir los riesgos de deposición de partículas;
- ayuda a mejorar la eficiencia del PE y, por lo tanto, a reducir las emisiones finales;
- detiene la erosión causada por las cenizas volantes en las partes finales del equipo;
- reduce el volumen de residuos;
- captura un producto comercializable (cenizas volantes) y de gran utilidad, pues el mercado de cenizas volantes es un mercado consolidado.

Normalmente, el precolector es un simple PE con un solo campo. Sin embargo, si se modernizan sistemas existentes, se suele utilizar como precolector el dispositivo de control de partículas que se empleaba en la central.

En EE. UU., se suelen emplear apagadores de cal con molino de bolas para apagar la cal que se utiliza en los procesos de depuración con secadores atomizadores. En Europa, la mayoría de procesos de depuración con secadores atomizadores disponen de apagadores con depósito de detención. El apagador con depósito simple se puede utilizar para cal viva pulverizada.

La parte principal del absorbedor es la boquilla de pulverización de cal hidratada. Esta boquilla puede ser rotatoria o de doble fluido. El primer tipo se instala en el centro de la parte superior del absorbedor y pulveriza pequeñas gotas de cal hidratada. El flujo de gas de combustión se divide antes de entrar en el absorbedor, de manera que, aproximadamente un 60% del gas entra en el absorbedor a través del dispersor de gas de la parte superior del absorbedor, mientras que el 40% restante pasa a través del dispersor de gas central. Si se regulan los dos flujos y los vanos de dispersión del gas se colocan correctamente, se puede controlar la forma de la nube de gotitas atomizadas y se consigue una mezcla eficiente del gas de combustión y el sorbente en una zona reducida alrededor del atomizador. Para depurar los gases de combustión procedentes de calderas de 100 MW_e a 150 MW_e de capacidad, el tamaño del absorbedor debería ser de entre 14 y 15 metros de diámetro por 11 o 12 metros de altura cilíndrica.

Estas boquillas de pulverización del absorbedor seco con pulverizador deben cumplir varias especificaciones para mantener una calidad de atomización constante. Por ejemplo, deben ser resistentes a la corrosión de los gases de combustión y a la erosión de la cal. Además, la caída de presión del proceso debe ser reducida y el riesgo de atascos mínimo. En los atomizadores de suspensiones acuosas se utilizan muchos tipos distintos de boquillas de pulverización, como las boquillas rotativas o las boquillas estáticas de doble fluido.

En los sistemas de depuración con secadores atomizadores se suele utilizar más sorbente que en los procesos de inyección de sorbente. La cal sin reaccionar re-

presenta entre un 10% y un 40% de la cal de reposición y se elimina del sistema con el sulfito/sulfato cálcico. El uso de sorbente se puede reducir si se controla con especial atención la proporción de sorbente y agua de las suspensiones acuosas, ya que, de esta forma, se puede reducir la temperatura de acercamiento a la saturación en el absorbedor y parte de los residuos se vuelven a introducir en el absorbedor.

El destino más habitual del producto obtenido con los secadores atomizadores, tanto si se quiere eliminar como si se puede utilizar, son los vertederos controlados. El subproducto contiene cal sin reaccionar y, por lo tanto, no se puede verter sin un tratamiento previo, ya que puede producir polvo y existe el riesgo de que genere una lixiviación incontrolada de componentes nocivos. Por lo tanto, deberá mezclarse con agua y cenizas volantes para obtener un producto estable que se pueda eliminar.

El residuo representa, al mismo tiempo, una ventaja y una desventaja para el sistema. Un aspecto fundamental de la aplicación de esta técnica consiste en establecer un uso para los residuos que produce. Estos residuos contienen una gran cantidad de cal sin reaccionar y, por lo tanto, el producto se utiliza como diluyente en instalaciones de DGC húmeda situadas cerca de la central, siempre que el contenido en cenizas sea suficientemente bajo. Las investigaciones más recientes sugieren que el producto residual se podría emplear en un nuevo campo de aplicación, como aditivo para fertilizantes que necesiten azufre.

Los absorbedores secos con pulverizador suelen funcionar entre 20 – 30 K por encima de la temperatura de saturación, cuando la temperatura de saturación del gas de combustión es de 45 °C a 55 °C. Por lo tanto, la mayoría de instalaciones no necesitan un recalentador para los gases limpios, aunque sí es necesario que alcancen la temperatura requerida en las chimeneas.

El uso de sistemas de depuración con secadores atomizadores es aconsejable para los combustibles con un contenido bajo o moderado de azufre y para pequeñas instalaciones. El equipo incluye un sistema de preparación de la suspensión acuosa y un equipo de manipulación y atomización que deben ser resistentes a la erosión producida por la suspensión acuosa. El subproducto sólido seco posee distintas aplicaciones en la industria de la construcción.

El proceso de depuración seca con pulverizado es una técnica consolidada y disponible en el mercado. Un 74% de la capacidad de las instalaciones con equipos de DGC de todo el mundo (18.655 MW de electricidad en 1998) utiliza procesos con secadores atomizadores [33, Ciemat, 2000].

Los costes de inversión de los sistemas de depuración con secadores atomizadores dependen de la capacidad de la central, el tipo y la composición del absorbedor con pulverizador y el sistema de inyección. Los distintos informes sobre costes de

inversión presentan resultados muy diversos según el tipo de central energética de que se trate. Para grandes instalaciones de combustión del mismo tamaño, los costes de inversión de un sistema de depuración seco son entre un 30% y un 50% inferiores a los costes de inversión de un proceso con caliza húmeda. Sin embargo, los costes de funcionamiento son más elevados, ya que los sistemas secos emplean sorbentes más costosos. Los sistemas de depuración seca utilizan cal y, por lo tanto, para mantener los costes de funcionamiento dentro de unos límites razonables, se deberá utilizar un secador atomizador de un solo módulo de menos de 700 MW_{th} unidades y 700.000 m³/h, y combustibles con un contenido bajo o moderado de azufre. Los secadores atomizadores sólo resultan la opción más económica si se utilizan en centrales pequeñas y con una carga reducida.

Los sistemas de depuración con secadores atomizadores aplicados a una caldera comportan unos costes estimados de inversión de 18 – 25 euros por MW_e, mientras que los costes de funcionamiento y mantenimiento son de 0,5 – 0,7 euros por MWh (aportación de calor). El coste de reducción de los contaminantes es de 600 a 800 euros por tonelada de dióxido de azufre eliminado. La repercusión en el precio de la electricidad es de aproximadamente 6 euros por MWh (electricidad generada). Sin embargo, en grandes instalaciones de combustión de pequeñas dimensiones, los costes podrían ser mayores y superar los costes de los sistemas de DGC húmeda.

Un motor diésel grande posee un contenido de oxígeno de 13 – 15 vol-% de O₂ en el gas de combustión (factor aire 2,7 – 3,5). Una caldera suele poseer un 3 – 6 vol-% de O₂ (factor aire 1,2 – 1,4), dependiendo del combustible que se emplee. Un mayor contenido de oxígeno comporta un mayor flujo de gas de escape y requiere un sistema de DGC de mayor tamaño, que implica unos costes de inversión más elevados.

Según las posibilidades de utilización de los subproductos, hay que tener en cuenta los costes del tratamiento y eliminación del subproducto de los procesos de depuración seca a la hora de comparar los distintos métodos de desulfuración desde un punto de vista económico.

3.3.5 Inyección de sorbente

3.3.5.1 INYECCIÓN DE SORBENTE EN EL HOGAR

La inyección de sorbente en el hogar se realiza mediante la inyección directa de un sorbente seco en el flujo de gas del hogar de la caldera (Figura 3.15). Los sorbentes más utilizados son la caliza (CaCO₃) y la dolomita (CaCO₃·MgCO₃) pulverizadas. En el hogar, el calor adicional provoca la calcinación del sorbente, que produce partículas reactivas de CaO. La superficie de estas partículas reacciona con el SO₂ del gas de combustión y forma sulfito de calcio (CaSO₃) y sulfato de

Figura 3.15: Inyección de sorbente en el hogar [33, Ciemat, 2000]

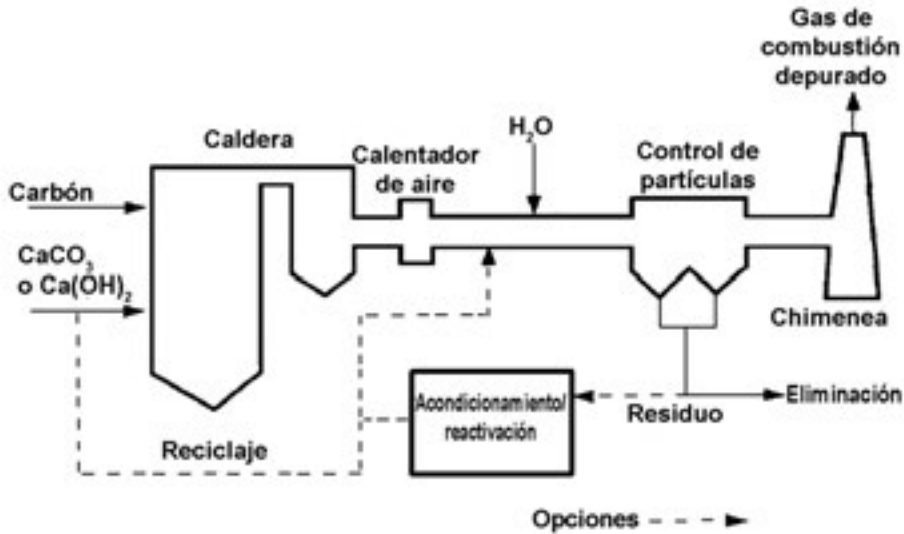
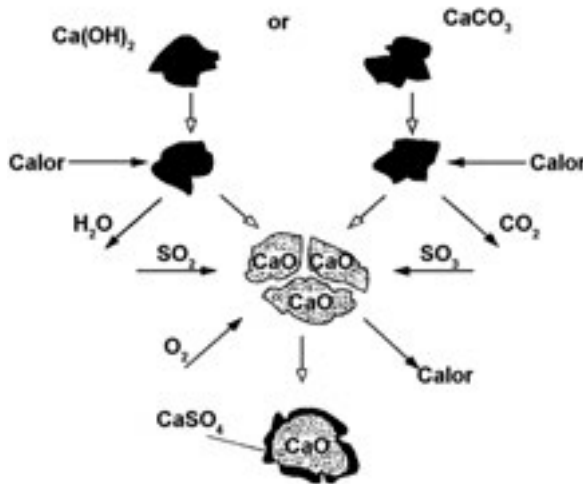
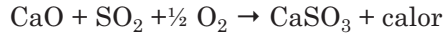


Figura 3.16: Reacciones de eliminación del SO₂ durante la inyección de sorbente en el hogar [33, Ciemat, 2000]



calcio (CaSO₄). Estos productos obtenidos de las reacciones son capturados junto con las cenizas volantes por el dispositivo de control de partículas, que, normalmente, es un PE o un filtro de tela. El proceso de absorción del SO₂ continúa en el precipitador y en la torta de filtración del filtro de tela. Los residuos se pueden depositar en un vertedero, aunque es necesario realizar un control estricto porque pueden contener cal viva y sulfito cálcico. Actualmente, se está investigando el posible uso de estos residuos.

La reacción de eliminación del SO₂ tiene lugar en dos fases, como aparece en la Figura 3.16.



La inyección de sorbente en el hogar proporciona el beneficio añadido de eliminar el SO₃.

La temperatura crítica de las reacciones de caliza durante la inyección de sorbente en el hogar varía entre 980 °C y 1.230 °C. Una vez producida la cal reactiva (CaO), la mezcla debe permanecer a la temperatura crítica durante el tiempo suficiente (por lo menos medio segundo). La cal hidratada posee dos temperaturas de reacción: entre 980 °C y 1.230 °C, y en torno a 540 °C, hecho que fue descubierto recientemente.

Termo-químicamente, el CaSO₄ no es estable a una temperatura superior a los 1.260 °C en un entorno típico de productos de combustión alimentados con combustible fósil con un alto contenido de azufre, es decir, de 2.000 – 4.000 ppm SO₂, por ejemplo, en el caso de utilizar carbón. La temperatura mínima para la formación de CaSO₄ depende de complejas interacciones entre la cinética de sulfatación, el desarrollo de los cristales y la sinterización, así como la formación de una capa que actúe como barrera del CaSO₄ en la superficie del CaO reactivo.

Si la relación molar (Ca/S) es de 4 5 cuando la caliza se inyecta en el hogar de la caldera, en un punto de funcionamiento casi óptimo, se puede conseguir, aproximadamente, un 50% de la eficiencia de eliminación del SO₂. Tanto esta eficiencia como la de utilización de la caliza son menores si las comparamos con las que se obtienen con otros sistemas de DGC. No obstante, existen diferentes medidas para mejorar la eficiencia de eliminación del SO₂ con un reducido coste de inversión. A modo de ejemplo, se pueden añadir algunos dispositivos a la unidad de inyección de sorbente en el hogar, aunque la medida más sencilla consiste en pulverizar agua en el conducto previo al precipitador. De esta forma se mejora la eficiencia de eliminación del SO₂ alrededor de un 10%.

Se han realizado investigaciones en el campo del reciclaje del producto de reacción, que representa una alternativa efectiva para mejorar las eficiencias de reducción del SO₂ y de utilización de la caliza. El producto de reacción recogido por el dispositivo de control de partículas (PE o filtro de tela) se vuelve a inyectar en el hogar o en un conducto para que circule en el sistema. En algunos procesos, el producto se condiciona antes de ser reciclado. Se calcula que estas medidas pueden contribuir a obtener entre un 70% y un 80% de eficiencia en la eliminación de SO₂.

La manipulación y la eliminación de las cenizas complican los procesos de inyección de sorbente en el hogar, principalmente, por la enorme cantidad de productos

de reacción que se deben procesar. Con una relación molar de Ca/S de 2,0 y un 10% de cenizas de carbón, casi se triplica la velocidad de recogida del dispositivo de control de partículas y de transferencia de las cenizas al lugar donde se eliminan. En algunas centrales modernizadas es necesario renovar los sistemas de PE para abarcar estas cantidades.

A pesar de los numerosos proyectos de investigación que se están realizando para utilizar el producto de reacción, actualmente, la mayoría de instalaciones con inyección de sorbente en el hogar necesitan disponer de un vertedero especialmente preparado, mientras que los sistemas de depuración húmeda no requieren este tipo de instalaciones y producen un subproducto comercializable: el yeso.

Este proceso es una opción adecuada para centrales pequeñas que utilicen combustibles con un bajo contenido de azufre. Con una combustión en lecho fluidizado circulante (CLFC), esta técnica funciona con condiciones térmicas óptimas, ya que utiliza una combustión a baja temperatura, entre 800 °C y 950 °C, con una mayor eficiencia de absorción y produce un excedente de sorbente que supera un factor 2.

Se trata de un proceso relativamente simple y, por lo tanto, el funcionamiento es sencillo y requiere menos mantenimiento. Durante el proceso se produce un residuo sólido seco que se puede depositar en un vertedero o utilizar como material de construcción sin tratamiento previo.

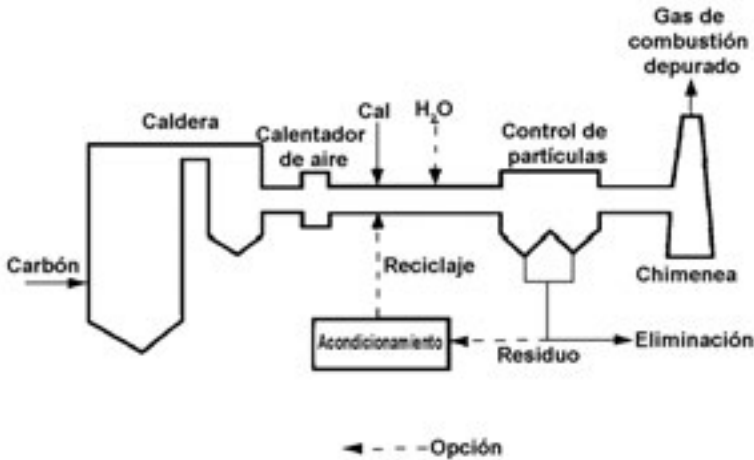
La inyección de sorbente en el hogar puede aumentar la formación de escorias y el ensuciamiento de los intercambiadores de calor. Por este motivo, es importante eliminar el hollín con mayor frecuencia.

Las referencias más recientes sobre esta medida proceden de China, donde este proceso resulta de gran utilidad debido a los moderados requisitos en materia de emisiones de SO₂ del país, el contenido de azufre del carbón local y la simplicidad del proceso.

Los costes de inversión de los procesos de inyección de sorbente en el hogar para la generación de energía son menores que los que comportan los sistemas con secadores atomizadores y los lavadores húmedos. Por ejemplo, el coste de inversión de una unidad de 350 MW_{th} con un reactor representa, aproximadamente, el 25% del coste de inversión de un sistema húmedo con caliza. El coste de la caliza representa casi la mitad de los costes de funcionamiento del proceso. Sin embargo, gracias al bajo precio del reactivo, los costes globales de mantenimiento no son elevados.

Una de las ventajas de este sencillo proceso es que no requiere personal adicional para el funcionamiento ni para el mantenimiento. Además, el subproducto que se obtiene se puede reutilizar, aunque económicamente no resulta significativo.

Figura 3.17: Inyección de sorbente en los conductos [33, Ciemat, 2000]



3.3.5.2 INYECCIÓN DE SORBENTE EN LOS CONDUCTOS (DGC SECA)

La inyección de sorbente en los conductos consiste en inyectar sorbentes de base de calcio o sodio en el gas de combustión, entre el calentador de aire y el PE o filtro de tela, como se muestra en la Figura 3.17.

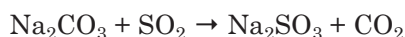
Las clases de inyección de sorbentes en los conductos más comunes son las siguientes:

- cal hidratada seca, que requiere una humidificación previa;
- inyección de sodio seco, que no requiere humidificación;
- inyección de cal hidratada o depuración en los conductos, que no requiere ninguna fase de humidificación por separado.

El agua que se emplea para la humidificación sirve para dos propósitos. En primer lugar, activa el sorbente para mejorar la eliminación de SO_2 y, en segundo lugar, condiciona las partículas para garantizar el buen rendimiento del PE.

A pesar de que la inyección de sorbente en los conductos es un proceso aparentemente simple, existen varios fenómenos clave para aumentar su eficiencia: a) la desulfuración del gas de combustión mediante un sorbente de base de calcio o sodio es el reciclado múltiple del producto con una elevada cantidad de adsorbente sin reaccionar, y b) si se utiliza junto con un PE existente se puede aumentar la eficiencia, gracias a la menor temperatura y el mayor nivel de humedad. Todavía no se sabe cómo un PE puede recoger hasta 100 veces más producto y cenizas volantes que un sistema de inyección en conductos en una sola operación. También hay que tener en cuenta que, para evitar el riesgo de corrosión, los productos reciclados se deben humidificar de manera que las paredes y el PE no estén en contacto directo con el agua.

Después de la inyección, el bicarbonato sódico se descompone térmicamente y produce carbonato sódico. Una vez que la superficie del sorbente inicial del carbonato de sodio ha reaccionado con el SO_2 y se ha generado sulfito o sulfato de sodio, la reacción se detiene debido al taponamiento de los poros (que resiste a la difusión de la fase gaseosa del SO_2). Para que la reacción continúe, la partícula del sorbente debe continuar descomponiéndose. Durante esta descomposición se libera H_2O y CO_2 a la atmósfera y se crea una red de espacios vacíos en la partícula. Este proceso libera el sorbente reactivo activo y permite que el SO_2 vuelva a difundirse en el interior de la partícula. El área de superficie resultante puede ser de 5 a 20 veces mayor que la superficie original, dependiendo del sorbente que se utilice. Las siguientes reacciones tienen lugar durante la producción de carbonato sódico para eliminar el SO_2 :



Los índices de descomposición y posterior sulfuración de la partícula de compuesto de sodio son una función complicada entre la temperatura del gas, la proporción de transferencia de calor a la partícula, el H_2O y el CO_2 del gas de combustión, las presiones parciales y los efectos de otros componentes presentes en el gas de combustión.

Las características de las tecnologías de inyección de sorbente en los conductos son las siguientes: reducido coste de inversión, simplicidad del proceso y adaptabilidad en procesos complicados de renovación de centrales existentes. Sin embargo, este tipo de sistemas ofrecen una eficiencia de eliminación de SO_2 relativamente baja, que junto con el bajo nivel de eficiencia de la utilización de sorbente han dificultado su comercialización. Por otro lado, esta técnica posee un gran potencial para las calderas pequeñas y relativamente antiguas y, por este motivo, se están desarrollando varios sistemas que permitan mejorar la eliminación de SO_2 y aumentar la fiabilidad del sistema. El porcentaje de eficiencia de eliminación del SO_2 de este tipo de sistemas solía alcanzar un mínimo del 50%. Los últimos avances tienen como objetivo conseguir entre un 70% y un 95% de eficiencia, sin costes de inversión adicionales ni complicación del funcionamiento. Estas mejoras se basan en un conocimiento más amplio del proceso de inyección de sorbente en los conductos.

El reciclaje del sorbente utilizado es un factor especialmente importante para la rentabilidad de los procesos de inyección de sorbente en conductos, ya que el menor tiempo de residencia del sorbente (0,5 – 3 segundos) comporta una menor utilización de este producto, comparado con los sistemas convencionales de depuración con secadores atomizadores. En realidad, si no se recicla el sorbente uti-

lizado, sólo reacciona con el SO_2 entre un 15% y un 30% del $\text{Ca}(\text{OH})_2$ según el peso. Esto significa que, posteriormente, entre un 70% y un 85% del $\text{Ca}(\text{OH})_2$ sin reaccionar capturado en el PE se elimina junto con las cenizas volantes secas. La baja utilización del sorbente es uno de los inconvenientes de este tipo de procesos. Por este motivo, el reciclaje de sorbente utilizado, que pretende mejorar la utilización del sorbente y la eficiencia de eliminación de SO_2 , se está empezando a emplear en varios sistemas.

En un sistema de reciclaje de sorbente, parte de los sólidos capturados se puede volver a introducir en los conductos para que el $\text{Ca}(\text{OH})_2$ tenga otra oportunidad de reaccionar con el SO_2 . El reciclaje de estos sólidos incrementa el contenido total de $\text{Ca}(\text{OH})_2$ en el sistema sin aumentar la proporción de cal viva añadida. Por lo tanto, se consigue mejorar la eficiencia de eliminación del SO_2 sin necesidad de aumentar los costes adquiriendo sorbente nuevo.

El proceso de inyección de sorbente en los conductos es muy simple y fácil de utilizar, de manera que no existe el riesgo de que puedan ocurrir averías graves durante el funcionamiento.

Es un proceso que se puede utilizar con diversas técnicas de combustión y distintos combustibles, en especial cuando la inyección se aplica en la parte más fría del conducto del gas de combustión. De esta forma se puede evitar la sinterización o el derretimiento.

El proceso resulta muy sencillo de controlar y, por lo tanto, las modificaciones en la carga de la caldera u otros parámetros no influyen en la eficiencia.

Un 23% del total de la capacidad de las centrales de todo el mundo que emplean sistemas de DGC seca (5.929 MW de electricidad en 1998) utiliza procesos de inyección seca en los conductos e inyección de sorbente en el hogar.

Los procesos de inyección de sorbente seco resultan rentables en las centrales pequeñas. Los costes de inversión son reducidos y el sistema es bastante fácil de instalar en una central existente. Sin embargo, los costes de inversión de estos procesos pueden variar enormemente, ya que dependen del contenido de azufre del combustible utilizado y de las dimensiones de la central.

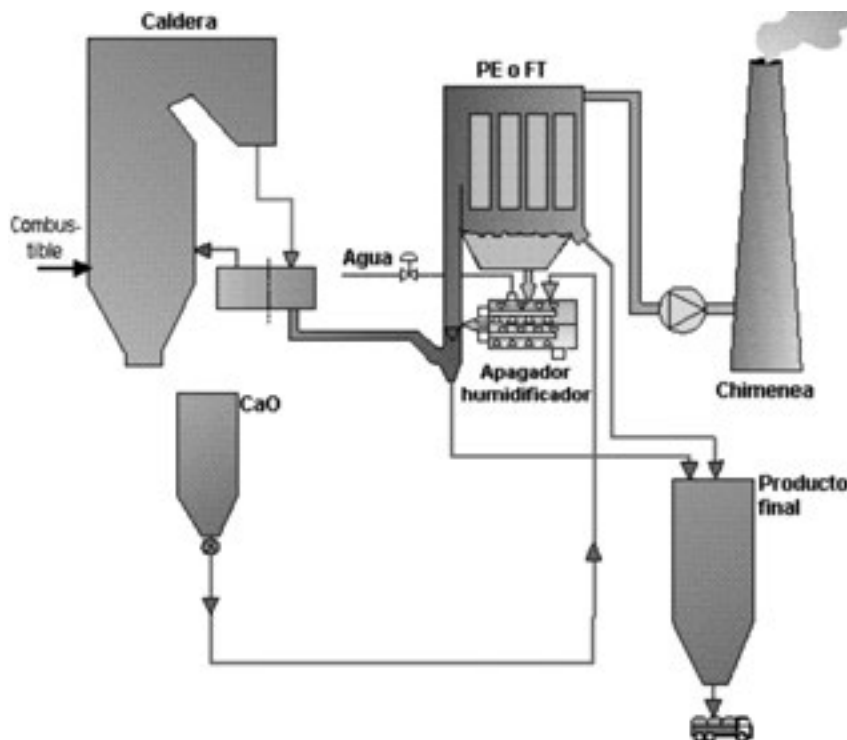
Los reactivos necesarios para este proceso son más caros que los de los sistemas que emplean caliza, como la inyección en hogares, y, por lo tanto los costes de funcionamiento tienden a ser más elevados, aunque se consiga una relación molar Ca/S más reducida. La tasa de reducción del proceso se puede mejorar aumentando la relación Ca/S, que implica un aumento en los costes de sorbente y una demanda de energía adicional. El subproducto obtenido no siempre se puede reutilizar, factor que comporta unos gastos adicionales.

Proceso modificado de DGC seca

Cuando el gas de combustión caliente y sin depurar que proviene de una caldera o de un precolector (el precolector no aparece en la figura siguiente) se introduce en el reactor de DGC seca a través de un dispersor de gas, entra en contacto con cenizas volantes y cal humidificadas que fluyen libremente. Los componentes reactivos son absorbidos rápidamente por los componentes alcalinos de las partículas y, al mismo tiempo, el agua se evapora para alcanzar la temperatura del gas de combustión necesaria para una captura eficiente del SO_2 . El control de la distribución del gas, así como el caudal de las partículas, la distribución y la cantidad de agua humidificante garantizan unas condiciones apropiadas para la mejor eficiencia de eliminación del SO_2 .

El gas de escape depurado se transfiere a un colector de partículas (un filtro de tela o un precipitador electrostático) que elimina las partículas del gas de combustión. Los gases que salen del colector de partículas son transportados hasta la chimenea con la ayuda de un ventilador de tiro inducido. Los sólidos capturados se reciclan en el reactor de DGC seca mediante un sistema humidificador. El nivel de la tolva permite controlar la transferencia del polvo al silo del subproducto para su posterior eliminación [135, Alstom Power, 2002].

Figura 3.18: Proceso modificado de DGC seca [135, Alstom Power, 2002], [162, Notter et ál., 2002]



Con el proceso modificado de DGC seca no es necesario disponer de un equipo especial y sofisticado. No se utiliza ningún atomizador rotativo ni ningún elemento vinculado a la maquinaria de alta velocidad, como tampoco se emplean boquillas de doble fluido y, por lo tanto, ya no es necesario disponer de aire comprimido. La energía necesaria para la mezcla del producto reciclado y el reactivo en los mezcladores es muy inferior a la energía que requieren los mismos procedimientos en un sistema seco de depuración convencional. Comparativamente, los atomizadores rotativos y las boquillas de doble fluido son mucho más complejos que un mezclador. El uso de mezcladores en lugar de boquillas o atomizadores rotativos permite situar todo el equipo que pueda requerir la atención de un operador cerca de la planta baja de la central, lejos del flujo de gas de combustión y en un recinto cerrado, junto con el filtro de tela. Esta disposición reduce los costes y facilita el mantenimiento del equipo.

3.3.5.3 INYECCIÓN HÍBRIDA DE SORBENTE

La inyección híbrida de sorbente es una combinación de la inyección de sorbente en hogares y la inyección de sorbente en conductos que se emplea para mejorar la eficiencia de eliminación del SO_2 . Una de las características de este sistema es que utiliza la caliza como sorbente, ya que este producto resulta más económico que la cal, que se suele utilizar en los sistemas de depuración por secadores atomizadores. Debido a las siguientes funciones principales, algunos procesos de inyección de sorbente híbrida poseen cierta relevancia en el mercado:

- índice de eliminación de SO_2 relativamente alto;
- costes de inversión y de funcionamiento reducidos;
- fácil de aplicar en instalaciones existentes renovadas;
- funcionamiento sencillo y fácil mantenimiento, sin necesidad de gestionar los lodos;
- zona de instalación reducida gracias al tamaño compacto del equipo;
- no requiere tratamiento de las aguas residuales.

3.3.5.4 DEPURACIÓN SECA EN LECHO FLUIDIZADO CIRCULANTE (LFC)

El proceso de lecho fluidizado circulante (LFC) es un tipo de depuración seca que difiere tanto de la depuración por secadores atomizadores como de la inyección de sorbente. Sin embargo, es el único proceso de este tipo que se incluye en este documento y está clasificado como depuración seca en LFC, dentro de los procesos de inyección de sorbente.

El proceso de LFC se ha estado utilizando comercialmente en Alemania desde 1987 en cinco calderas de centrales electrotérmicas alimentadas con carbón. La cal hidratada se inyecta directamente en el reactor de LFC. La cal quemada se puede apagar en el mismo lugar en un proceso por separado.

El gas de combustión procedente del precalentador de aire de la caldera entra en el fondo del reactor de LFC y fluye verticalmente hacia arriba a través de la zona de venturi. El venturi está diseñado para proporcionar una distribución adecuada del flujo dentro del intervalo de funcionamiento del recipiente. Dentro del venturi, primero se acelera el gas y, a continuación, se desacelera, antes de entrar en el recipiente cilíndrico superior. La parte superior del recipiente está diseñada para acomodar la masa del material del lecho necesaria para alcanzar el tiempo de contacto deseado entre el Ca y el SO_2 . Los elementos externos, como el material recirculante, el reactivo nuevo y el agua de condicionamiento del gas, se introducen en el gas en la zona divergente del venturi. El recipiente no dispone de componentes mecánicos ni estructurales internos.

El proceso no es complicado de utilizar y su mantenimiento es todavía más sencillo, ya que no es necesario ningún equipo mecánico de mantenimiento, como molinos de trituración, bombas de lodo resistentes a la abrasión, agitadores, atomizadores rotativos ni dispositivos de deshidratación del lodo. Además, una mayor área de superficie efectiva del lecho circulante permite capturar casi todo el SO_3 del gas y eliminar la posibilidad de corrosión en las vías del gas, debida a la niebla condensada de aerosol de SO_3 .

3.3.6 Procesos de regeneración

En este tipo de procesos, el sorbente utilizado se vuelve a emplear después de un tratamiento térmico o químico para producir SO_2 concentrado que, normalmente, se convierte en azufre elemental. Los procesos de regeneración se empezaron a utilizar comercialmente a principios de los años setenta. Sin embargo, su complejidad y los elevados costes de inversión que comportan, además de un mayor consumo de energía, han influido en que su uso no sea frecuente en las centrales de combustión.

Antes de la aplicación de DGC a gran escala, el azufre era un recurso costoso. Sin embargo, hoy en día se obtiene en varios procesos industriales y, por consiguiente, su precio ha disminuido y su valor comercial es muy inferior. Estos procesos sólo resultan rentables si se restituye el producto. Los bajos precios del azufre, por lo tanto, implican que la mayoría de ellos ya no son económicamente satisfactorios. Algunas aplicaciones se han adaptado para ser utilizadas en otros procesos. Sólo las grandes instalaciones de combustión situadas dentro o cerca de refinerías o centrales químicas utilizan estos procesos, cuando la regeneración a gran escala se aplica en el emplazamiento industrial.

3.3.6.1 PROCESO BISULFITO-SULFITO SÓDICO

El proceso bisulfito-sulfito sódico es el proceso de regeneración más utilizado. Las instalaciones comerciales que emplean este sistema funcionan con calderas in-

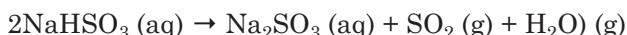
dustriales y centrales energéticas que se alimentan con carbón, lignito, petróleo y coque de petróleo. En total, las centrales que utilizan este proceso son 38 (unos 23 millones de m³/h de gas de combustión), incluidas seis calderas alimentadas con carbón. La mayoría de estas centrales se encuentran en Alemania, Japón y EE. UU. Sin embargo, en muchos casos, los operadores de las grandes instalaciones de combustión ya han cambiado o están cambiando estas técnicas por procesos de DGC más económicos.

El proceso bisulfito-sulfito sódico se basa en el equilibrio entre el sulfito y el bisulfito sódicos. En primer lugar, el gas de combustión se introduce en la unidad de predepuración, que lo satura y lo enfría, además de eliminar los haluros y parte de las partículas que todavía permanecen en el gas. Se pueden utilizar distintos sistemas de predepuración, aunque todos incluyen un flujo de agua recirculante que garantiza un contacto óptimo y un flujo de purga para controlar la concentración de cloruro y de sólidos. La siguiente reacción se produce en el absorbedor:



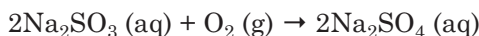
La absorción se realiza a contracorriente y el sulfito se va convirtiendo en bisulfito a medida que la solución circula hacia la columna y hasta que la abandona. La pequeña cantidad de cenizas volantes que atraviesan el predepurador también queda capturada en la solución y se elimina mediante filtración antes de que la solución limpia se introduzca en una zona de almacenamiento intermedia previa al proceso de regeneración.

En la zona de regeneración, la principal reacción que se produce es la siguiente:

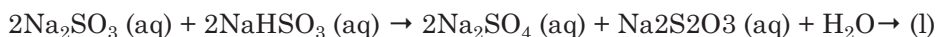


La solución producto del absorbedor se regenera en evaporadores de circulación forzada. El sulfito sódico se cristaliza y se vuelve a disolver en condensado para producir la solución de alimentación del absorbedor.

En el proceso se producen dos reacciones secundarias: una en la zona de absorción y la otra durante la regeneración. En la zona de absorción, se genera una pequeña cantidad de sulfato sódico debido al oxígeno que contiene el gas de combustión que disminuye la capacidad de absorción de SO₂ de la solución:



Durante la regeneración, se produce una pequeña cantidad de tiosulfato sódico mediante una reacción de desproporción:

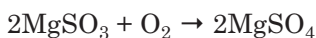
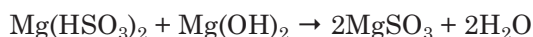
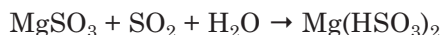


Esta reacción es autocatalítica, es decir, que la concentración de tiosulfato se mantiene a bajo nivel gracias a la purga. El hidróxido de sodio se añade para reemplazar cualquier pérdida de sodio producida, principalmente, por la oxidación del sulfito sódico en sulfato sódico en el absorbedor, y el ácido etilendiamino tetraacético (EDTA) se introduce para impedir la oxidación.

Este proceso se ha utilizado en Alemania desde 1987 para desulfurar el gas de combustión procedente de dos centrales energéticas adyacentes con una producción de 350 MW_e y 325 MW_e. La central combinada ha producido entre 80.000 y 90.000 t/año de azufre de gran calidad y entre 15.000 y 20.000 t/año de sulfato sódico puro. El proceso bisulfito-sulfito sódico es un proceso complejo y requiere personal cualificado.

3.3.6.2 PROCESO DE ÓXIDO MAGNÉSICO

El proceso de óxido magnésico es un proceso de depuración húmeda de regeneración que utiliza una solución de hidróxido de magnesio como sorbente. Para este proceso se emplea la misma técnica que para la depuración húmeda con caliza, a excepción de la fase de regeneración del sorbente utilizado. El HCl y el HF del gas de combustión se eliminan en un predepurador para evitar la contaminación de la sal de magnesio después de la absorción del SO₂. A continuación, el gas de combustión se introduce en el lavador, donde el SO₂ es absorbido por una suspensión acuosa de sulfato de magnesio, formada a partir del sorbente de hidróxido de magnesio:



El producto de la reacción, sulfito/sulfato de magnesio, se va extrayendo continuamente del absorbedor y se seca en un secadero. A continuación se calcina a unos 900 °C y en presencia de carbono. De esta forma, el óxido magnésico se regenera y se vuelve a introducir en el sistema de absorción:



Durante este proceso se obtiene azufre elemental, ácido sulfúrico o dióxido de azufre concentrado como subproductos, que se pueden comercializar para reducir los costes de funcionamiento generales. Sin embargo, la regeneración del óxido de magnesio requiere una gran cantidad de energía térmica.

Actualmente, en EE. UU. existen tres centrales alimentadas con carbón con una capacidad total de unos 900 MW_e, que utilizan procesos de óxido magnésico. Esta técnica se añadió a las centrales existente, que fueron renovadas en 1982, y en todas ellas se emplea carbón con un contenido de azufre superior al 3,5%. En estos momentos no hay ninguna instalación para procesos de óxido de magnesio en construcción, y tampoco se conocen futuros proyectos para construirlas.

3.3.7 Rendimiento general de las técnicas de desulfuración del gas de combustión (DGC)

Tabla 3.5: Rendimiento general de la depuración húmeda con cal/caliza para reducir las emisiones de óxido de azufre

Técnica	Porcentaje de reducción general del SO ₂	Otros parámetros de rendimiento		Notas
		Parámetro	Valor	
Depuración húmeda con cal/caliza	92 – 98% (dependiendo del tipo de absorbedor)	Temperatura de funcionamiento	45 – 60 °C	<ul style="list-style-type: none"> • en algunas unidades de DGC existentes, el porcentaje inicial de reducción del SO₂ es de 85% • un 80% del total de la capacidad de DGC instaladas utiliza depuración húmeda, mientras que un 72% emplea caliza como reactivo, un 16% emplea cal y un 12%, otros reactivos • la selección de la caliza (alto contenido en carbonato de calcio, bajo contenido en Al, F y Cl) es un aspecto importante para garantizar un alto índice de eliminación del SO₂ • también son cuestiones relevantes a tener en cuenta la distancia que debe recorrer la caliza hasta las instalaciones y la reactividad de la caliza • en algunas ocasiones, se utilizan tampones orgánicos para mantener el nivel del pH de la solución de depuración • la pérdida de energía causada por el recalentamiento de los gases de combustión es considerable, comparada con los sistemas de DGC seca y los sistemas de eliminación de SO₂/NO_x combinados, que, normalmente, no requieren dicho recalentamiento • el problema de los intercambiadores de calor gas-gas rotativos que funcionan a 150 °C es la inherente pérdida interna de gas de combustión: entre un 1% y un 3% del gas de combustión sin depurar se transfiere directamente a la chimenea sin haber reducido el contenido de SO₂ • varias centrales disponen de sistemas de DGC húmeda en las que el gas se libera a través de torres de refrigeración o chimeneas húmedas. De esta forma, se elimina la necesidad de recalentar el gas, que comporta un elevado coste económico, y la energía destinada a este proceso y, además, las concentraciones de emisiones a nivel del suelo son muy inferiores • una desventaja de la depuración húmeda con caliza son las aguas residuales que genera
		Sorbente	caliza/cal	
		Consumo energético como % de la capacidad eléctrica	1 – 3%	
		Caída de presión	20 – 30 (102 Pa)	
		Relación molar Ca/S	1,02 – 1,1	
		Fiabilidad	95 – 99% (del tiempo de funcionamiento)	
		Residuo/subproducto	Yeso	
		Pureza del yeso	90 – 95%	
		Tiempo de residencia	10 segundos	
		Duración del revestimiento de caucho	>10 años (carbón)	
Porcentaje de eliminación de SO ₃	92 – 98%			
Porcentaje de eliminación de HCl	90 – 99%			

Tabla 3.5: Rendimiento general de la depuración húmeda con cal/caliza para reducir las emisiones de óxido de azufre (continuación)

Técnica	Porcentaje de reducción general del SO ₂	Otros parámetros de rendimiento		Notas
		Parámetro	Valor	
Depuración húmeda con cal/caliza	92 – 98% (dependiendo del tipo de absorbedor)	Porcentaje de eliminación de HF	90 – 99% en el absorbedor	<ul style="list-style-type: none"> • consumo elevado de agua • pérdidas en la eficiencia global de la central debido al elevado consumo energético (una bomba de suspensión consume una media de 1 MW) • el subproducto de este proceso es el yeso, que se puede comercializar.
		Partículas	>50%, dependiendo del tamaño de las partículas	

Tabla 3.6: Rendimiento general de la depuración con agua marina para reducir las emisiones de óxido de azufre

Técnica	Porcentaje de reducción general del SO ₂	Otros parámetros de rendimiento		Notas
		Parámetro	Valor	
Depuración con agua marina	85 – 98%	Temperatura de funcionamiento (ejemplo)	145 °C (ejemplo de entrada de gas de combustión) 30 – 40 °C (= temperatura del agua de mar de salida)	<ul style="list-style-type: none"> • es fundamental disponer de agua marina • sólo existen unas pocas unidades en funcionamiento en centrales energéticas • si se utiliza un proceso de depuración con agua marina en una central de combustión, es necesario examinar atentamente las condiciones locales, como las condiciones del agua marina, los flujos de la marea, el entorno marino (acuático) cerca de la salida de agua depurada, etc., para evitar cualquier efecto ambiental y ecológico negativo, que podrían producirse por la reducción del nivel del pH en las cercanías de la central o bien por el aporte de metales (metales pesados, también llamados elementos traza) y cenizas volantes residuales. Esta posibilidad es especialmente relevante en centrales ubicadas en un estuario • la aplicabilidad de la depuración con agua marina es muy elevada, ya que el proceso es simple y no es necesario gestionar los lodos
		Sorbente	Agua marina/aire	
		Tiempo de residencia del agua marina en el aireador	15 min (el tiempo de residencia depende del tipo de proceso)	
		Flujo máximo del gas de combustión por absorbedor	Flujo de gas sin limitaciones	
		Fiabilidad	98 – 99%	
Residuo/subproducto	Ninguno			

Tabla 3.6: Rendimiento general de la depuración con agua marina para reducir las emisiones de óxido de azufre (continuación)

Técnica	Porcentaje de reducción general del SO ₂	Otros parámetros de rendimiento		Notas
		Parámetro	Valor	
Depuración con agua marina	85 – 98%	Consumo energético como % de la capacidad eléctrica	0,8 – 1,6%	<ul style="list-style-type: none"> • los costes de funcionamiento son menores que los de un sistema de DGC seca • en primer lugar, es necesario eliminar el polvo del gas de combustión • proceso adecuado únicamente para combustibles con un bajo contenido de azufre.
		Porcentaje de eliminación del HCl	95 – 99%	
		Porcentaje de eliminación del HF	95 – 99% en el absorbedor	
		Consumo de agua (ejemplo)	15.000 m ³ /h (dependiendo de la concentración de bicarbonato en el agua de mar)	
		Aguas residuales	No (aunque se disuelven iones sulfato en el agua de mar)	
		Caída de presión	10 – 20 (10 ² Pa)	

Tabla 3.7: Rendimiento general de la depuración por secadores atomizadores para reducir las emisiones de óxido de azufre

Técnica	Porcentaje de reducción general del SO ₂	Otros parámetros de rendimiento		Notas
		Parámetro	Valor	
Depuración por secadores atomizadores	85 – 92%	Temperatura de funcionamiento	120 – 200 °C (entrada de gas de combustión) 65 – 80 °C (salida de gas de combustión)	<ul style="list-style-type: none"> • cabe destacar que el SO₃ se elimina de manera más efectiva mediante la depuración por secadores atomizadores que a través de la depuración húmeda • el uso de molinos de torre para el apagado puede incrementar la reactividad de la cal apagada • los secadores atomizadores permiten eliminar más cantidad de SO₃ que los lavadores húmedos y, por lo tanto, es probable que haya menos problemas relacionados con el H₂SO₄ en el ambiente cerca de la central que en las instalaciones que utilizan lavadores húmedos • el consumo energético de los dispositivos de control de NO_x
		Sorbente	Cal, óxido de calcio	
		Tiempo de residencia	2 – 10 segundos	
		Relación molar Ca/S	1,3 – 2,0	

Tabla 3.7: Rendimiento general de la depuración por secadores atomizadores para reducir las emisiones de óxido de azufre (*continuación*)

Técnica	Porcentaje de reducción general del SO ₂	Otros parámetros de rendimiento		Notas
		Parámetro	Valor	
Depuración por secadores atomizadores	85 – 92%	Flujo máximo de gas de combustión por absorbedor	700.000 m ³ /h	<p>y partículas suele ser menor de un 0,1%. Por lo tanto, el consumo general de energía para el control de la contaminación será, normalmente, inferior a un 1% en las centrales que utilicen sistemas de depuración por secadores atomizadores. Esto representa una gran ventaja respecto a la depuración húmeda, que implica un consumo energético de 1% a 1,5%</p> <ul style="list-style-type: none"> • la mayor desventaja de la depuración por secadores atomizadores es, seguramente, el coste de la cal que se utiliza como sorbente en este tipo de procesos y que es cuatro o cinco veces superior al coste de la caliza que se emplea en la mayoría de lavadores húmedos • las investigaciones realizadas en este ámbito muestran que entre un 35% y un 85% del mercurio presente en la fase anterior a la depuración se elimina del gas de combustión • los procesos de absorción seca con atomizadores se utilizan actualmente en unidades de combustión alimentadas con carbón. Sin embargo, algunos estudios piloto demuestran que el proceso también puede ser empleado en centrales que utilicen otros combustibles fósiles, como el petróleo, el lignito o la turba • si el contenido de azufre supera el 3%, la eficiencia de eliminación disminuye ligeramente • la eficiencia de este proceso depende en gran medida del dispositivo de eliminación de polvo que se utilice (por ejemplo, un filtro de tela o un PE), ya que parte de la desulfuración tiene lugar, por ejemplo, en la torta de filtración del filtro de tela • este sistema produce CaSO₄ como residuo.
		Porcentaje de eliminación del SO ₃ y el HCl	95%	
		Porcentaje de recirculación del sorbente utilizado	0 – 15%	
		Contenido sólido en el líquido inyectado	10 – 35%	
		Fiabilidad	95 – 99%	
		Residuo/subproducto	Mezcla de cenizas volantes, aditivo sin reaccionar y CaSO ₃	
		Consumo energético como % de la capacidad eléctrica	0,5 – 1%	
		Consumo de agua	20 – 40 l/1.000 m ³ de gas de combustión (dependiendo de la temperatura del gas)	
		Agua residuales	No	
		Cáida de presión del secador atomizador sin el dispositivo de eliminación de polvo	30 (10 ² Pa)	

Tabla 3.8: Rendimiento general de diferentes técnicas de inyección de sorbente para reducir las emisiones de óxido de azufre

Técnica	Porcentaje de reducción general del SO ₂	Otros parámetros de rendimiento		Notas
		Parámetro	Valor	
Inyección de sorbente en el hogar	30 – 50% 70 – 80% si se recicla el producto de la reacción	Temperatura de funcionamiento	950 – 1.150 °C (hogar superior) 540 °C (economizador)	<ul style="list-style-type: none"> • la eficiencia de control del SO₂ es, principalmente, una función entre la relación molar Ca/S, el tipo de sorbente, el grado de humidificación, los aditivos disponibles, el punto de inyección y la carga de la caldera • para mejorar la eficiencia de eliminación del SO₂, se puede inyectar agua pulverizada en el conducto antes del precipitador. De esta forma se consigue un aumento aproximado del 10% en la eficiencia de eliminación del SO₂ • puede comportar problemas de ensuciamiento y formación de escoria, o afectar la estabilidad de la llama de la caldera • la inyección de sorbente en el hogar puede aumentar la cantidad de carbono sin quemar en las cenizas.
		Sorbente	Caliza, cal hidratada, dolomita	
		Fiabilidad	99,9%	
		Disminución de la eficiencia de la caldera	2%	
		Consumo energético como % de la capacidad eléctrica	0,01 – 0,2%	
		Residuo	Mezcla de sal de Ca	
		Temperatura de funcionamiento		
Inyección de sorbente en los conductos (DGC seca)	50 – 80%	Sorbente	Caliza, cal hidratada, dolomita	<ul style="list-style-type: none"> • reducidos costes de inversión y una instalación extremadamente simple • fácil de aplicar en centrales existentes (requiere poco espacio y un corto periodo de construcción) • no produce aguas residuales • la manipulación de las cenizas resulta más difícil, ya que están enriquecidas con cal sin reaccionar, que endurece las cenizas después de la humidificación • las sustancias acumuladas en las paredes de los conductos tienden a aumentar.
		Fiabilidad	99,9%	
		Consumo energético como % de la capacidad eléctrica	0,2%	
		Residuo	Mezcla de sal de Ca	

Tabla 3.8: Rendimiento general de diferentes técnicas de inyección de sorbente para reducir las emisiones de óxido de azufre (continuación)

Técnica	Porcentaje de reducción general del SO ₂	Otros parámetros de rendimiento		Notas
		Parámetro	Valor	
Inyección híbrida de sorbente	50 – 80% (90% si se reactiva el CaO sin reaccionar mediante la humidificación)	Tiempo de residencia	3 segundos	<ul style="list-style-type: none"> • se utiliza en algunas centrales de EE. UU.
		Temperatura de funcionamiento	70 – 80°C	
Depuración seca en LFC	90 – 99%	Tiempo de residencia	3 segundos	<ul style="list-style-type: none"> • el recipiente del LFC está diseñado para que la velocidad del gas interno sea de 1,8 m/s a 6 m/s, con cargas del 30% al 100% mediante recirculación del gas limpio • se ha empleado en pocas ocasiones • ofrece un alto porcentaje de eliminación de los metales pesados.
		Ca/S	1,1/1,5	
		Índice de recirculación del sorbente utilizado	10 – 100	
		Consumo energético	0,3 – 1%	
		Sorbente	Ca(OH) ₂	
		Fiabilidad	98 – 99,5%	
		Caída de presión sin eliminación del polvo	7 – 15 hPa	
		Residuo	CaSO ₃ /CaSO ₄ /cenizas volantes	

Tabla 3.9: Rendimiento general de las técnicas de regeneración para reducir las emisiones de óxido de azufre

Técnica	Porcentaje general de reducción del SO ₂	Otros parámetros de rendimiento		Notas
		Parámetro	Valor	
Proceso bisulfito-sulfítico	95 – 98%	Temperatura del gas de combustión en el absorbedor	45 – 70 °C	<ul style="list-style-type: none"> • en la actualidad, el proceso de bisulfito-sulfítico de sodio ya no se utiliza en las centrales europeas alimentadas con carbón • este proceso emplea una solución para absorber el SO₂ y, por lo tanto, se pueden utilizar dispositivos de contacto de gran eficiencia, como platos de válvulas o lechos fijos, sin que surjan problemas de incrustación • en algunos casos, por ejemplo cuando la central energética se encuentra cerca del centro de una ciudad, el transporte de grandes cantidades de material (caliza y yeso) dentro y fuera de las instalaciones puede causar molestias debido al ruido y el tráfico del proceso. Sin embargo, en los procesos de bisulfito-sulfítico de sodio el tráfico del transporte de sosa cáustica y azufre es mucho menor • el proceso de bisulfito-sulfítico de sodio acarrea unos elevados costes de inversión e implica una gran demanda de personal muy cualificado, así como un elevado consumo energético.
		Contenido máx. de azufre en el combustible	3,5%	
		Flujo máx. del gas de combustión	600.000 m ³ /h	
		Contenido sólido en el líquido inyectado	20 – 50%	
		Consumo energético por % de capacidad eléctrica	3 – 5,8%	
		Consumo de agua	70 – 200 m ³ /h (sólo predepuración)	
		Fiabilidad	>95%	
Proceso de óxido magnésico	n.d.	Consumo energético por % de capacidad eléctrica	n.d.	
		Subproducto	Azufre elemental, ácido sulfúrico o óxido de azufre concentrado	
		Fiabilidad	n.d.	

Notas: n.d. = no disponible

3.4 Técnicas para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno

En este apartado se incluyen descripciones genéricas sobre las medidas y técnicas que se suelen utilizar para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno de las instalaciones de combustión¹. Estas técnicas se pueden dividir en medidas primarias y medidas secundarias. Las medidas primarias tienen como objetivo controlar la formación de NO_x o eliminar los NO_x en la caldera, mientras que las medidas secundarias son técnicas que se emplean al final del proceso para reducir las emisiones de NO_x .

Se han publicado numerosos libros, informes y otros documentos sobre la reducción de las emisiones a la atmósfera procedentes de instalaciones fijas, como las grandes centrales de combustión. Además, [32, Rentz et ál., 1999] y [33, Ciemat, 2000] proporcionan información más detallada sobre técnicas para reducir los óxidos de nitrógeno. Ambas publicaciones se han utilizado como material contextual técnico para esta parte del BREF.

Los óxidos de nitrógeno (NO_x) que se forman durante la combustión de los combustibles fósiles son, principalmente, NO , NO_2 y N_2O . En la mayoría de procesos de combustión, el NO representa más de un 90% del total de emisiones de NO_x . Como se ya se ha mencionado en el capítulo 1, en teoría, existen tres mecanismos distintos de formación de NO_x : la formación térmica de NO , el NO súbito y la formación de NO a partir del nitrógeno que forma parte del combustible. Actualmente, en las grandes instalaciones de combustión se utilizan varias medidas primarias para reducir los NO_x que se generan siguiendo estos mecanismos.

En la Tabla 3.3, que se ha elaborado a partir de la información recabada hasta 1996 por EURELECTRIC, la Asociación Alemana de Centrales Eléctricas (VDEW, por sus siglas en alemán) y VGB (la asociación profesional europea para la producción de corriente eléctrica y calor), figura una perspectiva general de la desnitrificación, con estimaciones para próximas aplicaciones hasta finales del año 1999.

1 En este capítulo se presentan varias técnicas para reducir los NO_x en las calderas. Sin embargo, las técnicas específicas para la reducción de emisiones de NO_x procedentes de turbinas de gas y motores alternativos se describen en los capítulos específicos para cada combustible (combustibles líquidos, combustibles gaseosos).

Tabla 3.10: Sistemas de desnitrificación (medidas secundarias que no incluyen medidas primarias) en grandes instalaciones de combustión de la UE-15 [58, Eurelectric, 2001]

Centrales y técnica	Número de emplazamientos y energía eléctrica	Centrales con sistemas de desnitrificación y energía eléctrica controlada			
		País	N.º de emplazamientos	MW _e	N.º de emplazamientos
Austria	18		4.852	17	4.178
Bélgica	31		5.867	-	-
Dinamarca	13		8.447	4	1.754
Alemania	960 (N2)		91.090	166	35.249
Grecia	10		6.138	-	-
Finlandia	30		5.054	2	600
Francia	17		18.218	6	1.850
Irlanda	10		2.955	-	-
Italia	79		41.873	27	15.690
Luxemburgo	-		-	-	-
Países Bajos	15		9.632	2	1.270
Portugal	6		4.514	-	-
España	41		19.357	-	-
Suecia	41		5.303	25	2.534
Reino Unido	26		37.718	-	-
UE-15 (1996)	1.297		261.018	250	63.325

Notas:

N1 incluida la combustión en lecho fluidizado

N2 incluidas las centrales energéticas situadas en Alemania >50 MW_{th}

3.4.1 Medidas primarias para reducir las emisiones de NO_x

Existe una gran variedad de medidas primarias para reducir las emisiones (modificaciones en la combustión) y detener la formación de óxidos de nitrógeno en las instalaciones de combustión. Estas medidas se emplean para modificar parámetros de funcionamiento o de diseño de las instalaciones y, de esta manera, reducir la formación de óxidos de nitrógeno o bien actuar sobre los óxidos de nitrógeno que ya se hayan generado para transformarlos dentro de la caldera, antes de liberarlos a la atmósfera. En la Figura 3.19 se resumen varias medidas primarias.

Figura 3.19: Resumen de las medidas primarias para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno [32, Rentz et ál., 1999]



Cuando se aplican medidas primarias (modificaciones en la combustión), resulta de suma importancia impedir cualquier efecto negativo en el funcionamiento de la caldera y evitar la formación de otros elementos contaminantes. Por este motivo, hay que tener en cuenta los siguientes criterios para reducir el nivel de NO_x :

- seguridad operativa (por ejemplo, una ignición estable con cualquier tipo de carga);
- fiabilidad operativa (para prevenir, por ejemplo, la corrosión, la erosión, el ensuciamiento, la formación de escoria, el sobrecalentamiento de los conductos, etc.);
- posibilidad de utilizar una amplia gama de combustibles;
- combustión completa (para reducir los niveles de carbono en las cenizas, ya que una de las condiciones para que las cenizas volantes se puedan comercializar en la industria del cemento es que contengan menos de un 5% de carbono sin quemar. Una combustión completa también contribuye a evitar emisiones elevadas de monóxido de carbono);
- nivel mínimo de emisiones contaminantes, es decir, evitar la formación de otros contaminantes, como las partículas orgánicas o el N_2O ;
- impacto adverso mínimo en el equipo de limpieza del gas de combustión;
- bajos costes de mantenimiento.

3.4.1.1 DISMINUCIÓN DEL EXCESO DE AIRE

La disminución del exceso de aire es una medida operativa para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno relativamente simple y fácil de aplicar. Al disminuir

la cantidad de oxígeno disponible en la zona de combustión hasta el mínimo necesario para conseguir una combustión completa, se reduce la formación de nitrógeno de combustible y, en menor medida, la formación de NO_x térmico. Esta medida permite disminuir considerablemente las emisiones, especialmente, en las centrales energéticas antiguas y, por lo tanto, se ha incorporado a muchas de las grandes instalaciones de combustión existentes. Normalmente, las centrales nuevas disponen de equipos de control y medición que permiten regular con precisión el suministro de aire de combustión.

Esta medida no requiere energía adicional. Además, si se utiliza correctamente, no debería disminuir la capacidad de la central energética. No obstante, al reducir el nivel de oxígeno, la combustión puede no ser completa y aumentar la cantidad de carbono sin quemar en las cenizas. Asimismo, la temperatura del vapor puede disminuir. Si el oxígeno de las zonas primarias se rebaja hasta cantidades muy reducidas, también pueden producirse altos niveles de monóxido de carbono. Estas modificaciones pueden comportar una disminución de la eficiencia de la caldera, la formación de escorias, corrosión y, en general, incidir negativamente en el rendimiento general de la caldera. Por otra parte, esta técnica no solo reduce los NO_x , sino que también disminuye el SO_3 , factor que puede causar la corrosión y el ensuciamiento del precalentador de aire y el dispositivo de control de partículas. Si no se realiza un control estricto del sistema, el uso de esta técnica podría acarrear problemas de seguridad, como incendios en los precalentadores de aire y las tolvas para las cenizas o un aumento de la opacidad y de la proporción de pérdidas de la pantalla de tubos de agua.

3.4.1.2 AIRE EN ETAPAS

La reducción de los NO_x por aire en etapas se basa en la creación de dos zonas de combustión divididas: una zona de combustión primaria con carencia de oxígeno, y una zona secundaria de combustión con exceso de oxígeno para asegurar la combustión completa. Este sistema reduce la cantidad de oxígeno disponible (en un 70 – 90% del aire primario) en la zona de combustión primaria. Las condiciones subestequiométricas de la zona primaria evitan la formación de NO_x a partir del nitrógeno del combustible. Además, la formación de NO_x térmico disminuye parcialmente gracias a la reducción de la temperatura máxima. En la zona secundaria, se inyecta entre un 10% y un 30% del aire de combustión y, con el mayor volumen de llama, se completa el proceso de combustión. La temperatura relativamente baja de esta fase limita la producción de NO_x térmico.

Las operaciones que tienen lugar en las calderas y los hogares para que el aire se introduzca en distintas etapas son las siguientes:

- **Quemadores por etapas (BBF, por sus siglas en inglés):** la combustión en los quemadores por etapas se aplica con frecuencia en la renovación de instalaciones existentes (sólo con calderas verticales), ya que no requiere ninguna

modificación importante de las instalaciones de combustión. Los quemadores inferiores funcionan en un ambiente enriquecido de combustible, mientras que los quemadores superiores funcionan con exceso de aire.

- **quemadores fuera de servicio (BOOS, por sus siglas en inglés):** esta medida se aplica con frecuencia en la modernización de instalaciones existentes que disponen de calderas verticales, puesto que poner algunos quemadores fuera de servicio no implica ninguna alteración importante de las instalaciones de combustión. Los quemadores inferiores funcionan en un ambiente enriquecido de combustible, y los quemadores superiores no se utilizan sino que sólo se emplean para inyectar aire. Con esta medida se consigue un efecto similar al aire de sobrefuego, aunque la reducción de las emisiones de NO_x con BOOS no es tan eficiente. Puede resultar problemático mantener constante la aportación de combustible, ya que se debe proporcionar la misma cantidad de energía térmica al hogar con menos quemadores en funcionamiento. Por este motivo, generalmente, queda restringida a procesos de combustión de gas o petróleo.
- **aire de sobrefuego (OFA, por sus siglas en inglés):** esta técnica implica la utilización de conductos de admisión de aire adicionales (cajas de viento), además de los quemadores existentes. Parte del aire de combustión se inyecta a través de estos conductos separados, que se encuentran encima de la fila superior de quemadores. Los quemadores pueden funcionar con bajo exceso de aire, que impide la formación de NO_x , mientras que el aire de sobrefuego asegura la combustión completa. Generalmente, entre un 15% y un 30% del total del aire de combustión que normalmente atravesaría los quemadores se desvía a los conductos de admisión de aire de sobrefuego. Para aplicar esta técnica en calderas existentes es necesario realizar algunas modificaciones en la pantalla de tubos de agua para crear entradas de aire para las boquillas de aire secundarias y añadir las tuberías, el regulador de tiro y la caja de viento.

Estos sistemas no comportan un consumo de energía adicional en las instalaciones de combustión y, si se aplican correctamente, tampoco inciden negativamente en la disponibilidad de funcionamiento de las centrales.

No obstante, las técnicas de aire en etapas poseen dos inconvenientes principales. En primer lugar, si las boquillas de aire no están bien colocadas, se puede formar una gran cantidad de CO. Y, en segundo lugar, si se trata de una central modernizada, puede aumentar la cantidad de carbono sin quemar, debido a la disminución del volumen entre el final de la zona de combustión y el primer intercambiador de calor.

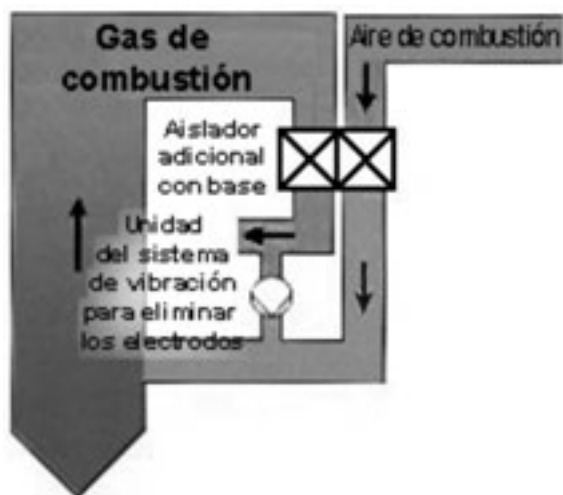
Esta técnica representa un modo muy económico de disminuir las emisiones de óxidos de nitrógeno. A menudo se aplica en combinación con otras medidas primarias, como los quemadores con baja emisión de NO_x y, por lo tanto, resulta difícil estimar los costes individuales del sistema de aire en etapas. Sin embargo, un cálculo aproximado indicaría que un sistema de aire de sobrefuego para una

caldera de $250 \text{ MW}_{\text{th}}$ implica una inversión de casi un millón de euros, mientras que el precio por tonelada reducida de NO_x suele ser de entre 300 y 1.000 euros [32, Rentz et ál., 1999].

3.4.1.3 RECIRCULACIÓN DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN

La recirculación de los gases de combustión comporta una reducción del oxígeno disponible en la zona de combustión y una disminución de la temperatura de la llama, al enfriarla directamente. Por lo tanto, permite reducir tanto la formación de NO_x a partir del nitrógeno del combustible como el NO_x térmico. La recirculación del gas de combustión en el aire de combustión ha demostrado ser un método válido para reducir las emisiones de NO_x en sistemas de combustión de alta temperatura, como las calderas de fondo húmedo y las instalaciones alimentadas con gas o petróleo. En la Figura 3.20 se incluye un esquema de esta técnica.

Figura 3.20: Recirculación de los gases de combustión [34, Verbund, 1996]



Como se aprecia en la figura anterior, parte de los gases de combustión (entre un 20% y un 30% a temperaturas de $350 \text{ }^\circ\text{C}$ a $400 \text{ }^\circ\text{C}$) se extrae del flujo principal de gas de combustión después del precalentador de aire, una vez eliminadas las partículas y, a continuación, se vuelve a utilizar en la caldera. El gas de combustión recirculado se puede mezclar con el aire de combustión en el quemador o con el aire que se introduce en etapas. Para esta técnica son necesarios quemadores especiales, concebidos para funcionar con gas de combustión recirculado. Si la cantidad de gas de combustión recirculado es demasiado elevada, es posible que el funcionamiento presente algunas limitaciones debidas a problemas de corrosión si se emplea combustible que contenga azufre, pérdidas de eficiencia por el aumento de la temperatura en la chimenea o un incremento del consumo de energía necesaria para los ventiladores. Por lo tanto, es importante limitar la cantidad

de gas de combustión recirculado (aproximadamente, en un 30%) y compensar el aumento de emisiones de NO_x con quemadores avanzados con baja emisión de NO_x .

3.4.1.4 PRECALENTAMIENTO REDUCIDO DEL AIRE

La temperatura de precalentamiento del aire de combustión incide de manera significativa en la formación de NO_x , sobre todo, en sistemas que utilizan gas y petróleo. Cuando se emplean estos combustibles, la mayor parte de NO_x se genera a través del mecanismo térmico de NO, que depende de la temperatura de combustión. La reducción de la temperatura de precalentamiento del aire permite disminuir las temperaturas de la llama (temperaturas máximas) en la zona de combustión y, de esta manera, disminuye la formación de NO_x térmico. No obstante, esta tecnología presenta dos inconvenientes principales. En primer lugar, en varias calderas como, por ejemplo, calderas que emplean carbón como combustible, es necesario disponer de una alta temperatura de combustión y, por lo tanto, es esencial que la temperatura de precalentamiento del aire sea elevada para que la instalación de combustión funcione correctamente. En segundo lugar, si disminuye la temperatura de precalentamiento del aire, aumenta el consumo de combustible, ya que existe una mayor parte de la energía térmica del gas de combustión que no se puede utilizar y se pierde a través de la chimenea. Estos factores negativos se pueden compensar utilizando determinados métodos de conservación de energía como, por ejemplo, aumentar el tamaño del economizador.

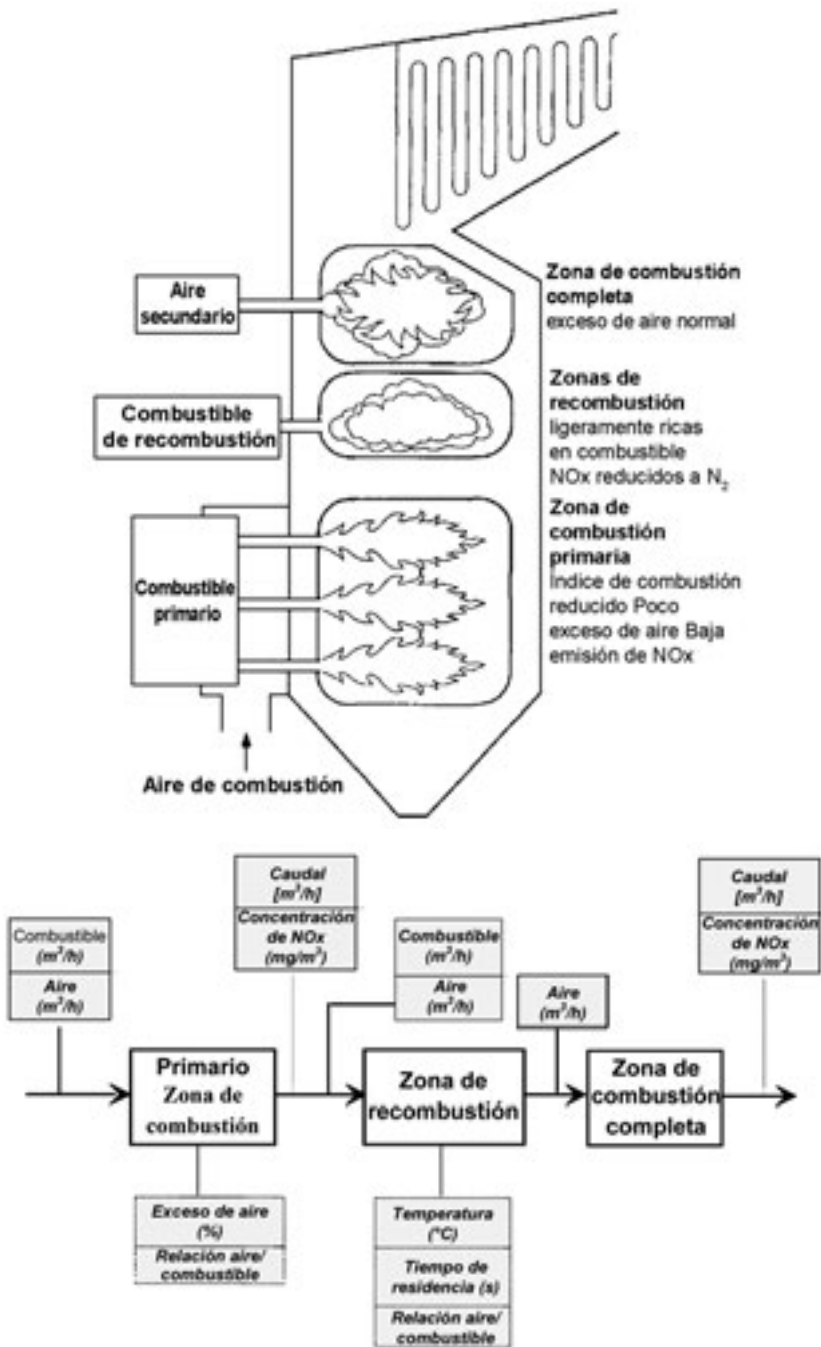
3.4.1.5 COMBUSTIBLE EN ETAPAS (RECOMBUSTIÓN)

El combustible en etapas, también conocido como recombustión, se basa en la división del hogar en distintas zonas y la inyección de combustible y aire por fases. El objetivo de esta técnica es reducir los óxidos de nitrógeno que ya se hayan formado en nitrógeno. Como se aprecia en la Figura 3.21, la combustión se puede dividir en tres zonas.

La recombustión implica que la combustión se realiza en tres zonas:

- en la zona primaria de combustión, que puede disponer, además, de medidas primarias, entre un 80% y un 85% del combustible se quema en una atmósfera oxidante o ligeramente reductora. Esta primera zona es necesaria para evitar la transferencia de exceso de oxígeno a la zona de recombustión, que podría fomentar la formación de NO_x .
- en la segunda zona de combustión (también llamada zona de recombustión), el combustible secundario o de recombustión se inyecta en una atmósfera reductora. A continuación, se producen radicales de hidrocarburo, que reaccionan con los óxidos de nitrógeno que se han formado en la primera zona. En esta zona también se generan otros compuestos volátiles de nitrógeno no deseados, como el amoníaco.

Figura 3.21: Las tres zonas de combustión y los parámetros más relevantes de un proceso de recombustión [32, Rentz et ál., 1999], [33, Ciemat, 2000]



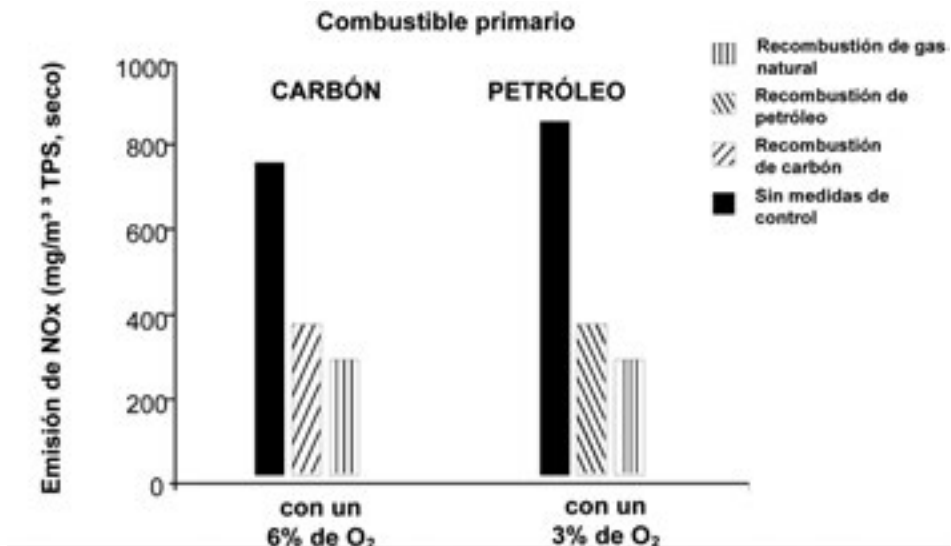
- finalmente, en la tercera zona, la combustión se completa añadiendo aire a la zona de combustión.

Para el proceso de recombustión se pueden utilizar distintos combustibles (carbón pulverizado, fuelóleo, gas natural, etc.), aunque, por sus propiedades inherentes, el gas natural es el más utilizado. La Figura 3.22 muestra las ventajas del gas natural respecto al carbón y el petróleo. Cuando se utilizan estos dos últimos combustibles, cierta cantidad de nitrógeno está presente en el proceso de recombustión, factor que, inevitablemente, comporta la formación de NO_x en la zona de combustión. Este inconveniente se puede evitar si se utiliza gas natural.

El índice de eficiencia de la recombustión depende de varios parámetros:

- temperatura: para conseguir unas emisiones reducidas de NO_x , la temperatura en la zona de recombustión debería alcanzar el máximo posible (1.200 °C). En la Figura 3.23 se muestra el índice de desnitrificación como función del índice de recombustión a diferentes temperaturas
- tiempo de residencia: el aumento del tiempo de residencia en la zona de recombustión favorece la reducción de NO_x . Se considera un tiempo adecuado entre 0,4 y 1,5 segundos
- índice de oxigenación en la zona de recombustión: la estequiometría debería ser de $\lambda = 0,7 - 0,9$
- tipo de combustible
- calidad de la mezcla del combustible adicional y el gas de combustión generado en la zona de combustión primaria

Figura 3.22: Comparación entre el carbón, el petróleo y el gas natural como combustibles de recombustión [32, Rentz et ál., 1999]



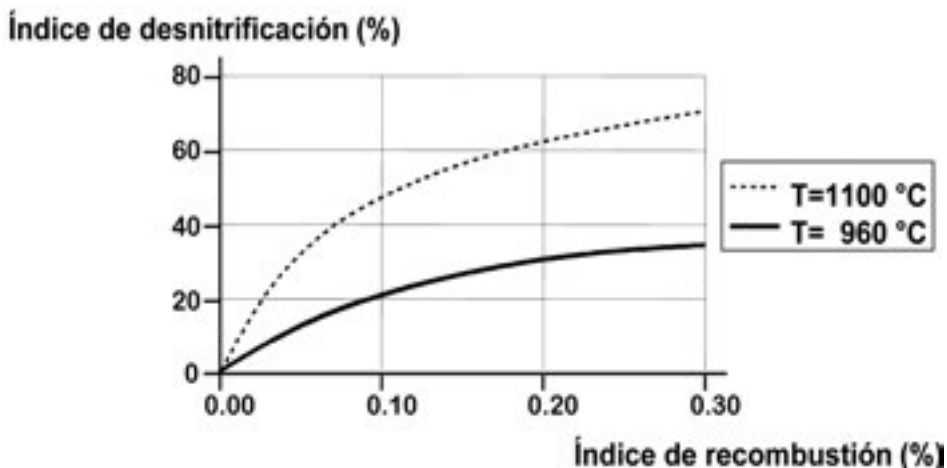
- exceso de aire en la zona primaria de combustión: la estequiometría debería ser aproximadamente de $\lambda = 1,1$.

En principio, la recombustión se puede utilizar con cualquier tipo de caldera alimentada con combustible fósil y en combinación con distintas técnicas de combustión para reducir las emisiones de NO_x (para el combustible primario). Esta técnica de reducción de emisiones, que resulta especialmente atractiva para calderas nuevas, requiere el uso de cámaras con un espacio considerable para evitar la aparición de grandes cantidades de carbono sin quemar. Por lo tanto, la aplicación de este proceso en centrales existentes resulta menos adecuada, ya que es posible que el espacio disponible sea restringido. Se han instalado unidades de recombustión en grandes centrales energéticas de EE. UU., Japón, los Países Bajos, Alemania, Italia y el Reino Unido. En Italia, la recombustión (con petróleo como agente reductor) se ha aplicado en numerosas centrales de grandes dimensiones alimentadas con petróleo.

Como se ha mencionado anteriormente, el principal problema que acarrea este sistema es la combustión incompleta. Por este motivo, la recombustión es una medida recomendable para las calderas con un tiempo de residencia suficiente, en emplazamientos donde el coste de la recombustión del combustible sea razonable. El gas natural ha demostrado ser el combustible más adecuado para este proceso, principalmente por ser muy inflamable y no contener partículas ni azufre.

Los costes de la recombustión dependen de la estructura de la caldera y del combustible utilizado. El uso de combustible adicional, como el gas natural, también incide en el coste, aunque, por otro lado, proporciona calor al proceso, así que se

Figura 3.23: Índice de desnitrificación como función del índice de recombustión [32, Rentz et ál., 1999]



puede considerar combustible útil. Por lo tanto, para calcular los costes totales es necesario tener en cuenta la central en su conjunto, incluidos, por ejemplo, los posibles cambios de eficiencia de la caldera.

La experiencia demuestra que la recombustión no resulta tan rentable como con quemadores con baja emisión de NO_x con aire de sobrefuego. Sin embargo, continúa siendo una medida adecuada para reducir las emisiones de NO_x . Los costes estimados de la recombustión alcanzan los 2,5 millones de euros para una caldera de 250 MW_{th} . No obstante, según otros estudios, los costes de funcionamiento de las instalaciones de recombustión son dos veces superiores a los de los quemadores con baja emisión de NO_x con OFA.

3.4.1.6 QUEMADORES CON BAJA EMISIÓN DE NO_x

A pesar de que los quemadores con baja emisión de NO_x se encuentran en una etapa de madurez, se continúan realizando numerosas investigaciones dedicadas a la mejora de estos sistemas. Los detalles de los distintos modelos de quemadores difieren enormemente según el fabricante y, por lo tanto, en este documento sólo se incluyen los principios generales.

En las instalaciones de combustión convencionales, la mezcla de combustible y aire/oxígeno se inyecta en el mismo lugar. De esta forma, la llama resultante se compone de una zona primaria, caliente y oxidante, situada en la raíz de la llama, y una zona secundaria más fría, al final de la llama. La primera zona genera la mayor parte de NO , que aumenta exponencialmente con la temperatura, mientras que la contribución de la zona secundaria es bastante modesta.

Los quemadores con baja emisión de NO_x modifican la introducción de aire y combustible para retrasar la mezcla, reducir la disponibilidad de oxígeno y disminuir la temperatura máxima de la llama. Esta técnica permite retrasar la transformación del nitrógeno del combustible en NO_x y la formación de NO_x térmico, además de mantener una alta eficiencia de combustión. Por otro lado, la caída de presión en los conductos de aire aumenta, factor que puede comportar unos costes de funcionamiento más elevados. Además, normalmente, es necesario mejorar la pulverización del carbón, que podría acarrear unos mayores costes de funcionamiento y mantenimiento. También pueden surgir problemas de corrosión, especialmente si el proceso no se controla correctamente.

Para aplicar esta técnica es necesario, como mínimo, cambiar los quemadores y disponer de un sistema de aire de sobrefuego (OFA). Si los quemadores existentes son quemadores convencionales, el cambio casi siempre resulta rentable. Si se trata de quemadores de baja emisión de NO_x con combustión retrasada (modelos antiguos), los posibles beneficios del cambio a quemadores de baja emisión de NO_x de inyección rápida deberán analizarse caso por caso.

Los quemadores con baja emisión de NO_x con OFA para calderas de 250 MW_{th} con combustible sólido suponen una inversión de 1,7 millones de euros, aproximadamente. Para las calderas que utilizan carbón, el coste de la reducción de NO_x se sitúa en torno a unos 500 euros por tonelada de NO_x eliminados.

De acuerdo con los distintos principios para reducir la formación de NO_x , los quemadores con baja emisión de NO_x son sistemas con aire en etapas, recirculación del gas de combustión y quemadores con combustible por fases.

3.4.1.6.1 Quemadores con baja emisión de NO_x y aire en etapas

En el proceso de aire en etapas, el aire primario se mezcla con el total de combustible y produce una llama rica en combustible, con una temperatura relativamente baja y deficiente en oxígeno, es decir, proporciona unas condiciones que impiden la formación de óxidos de nitrógeno. Como se muestra en la Figura 3.24, la mezcla de combustible y aire y el aire de la segunda fase crean una zona de combustión subestequiométrica (llama primaria). Por otro lado, el remolino formado entre el aire secundario y la apertura cónica del quemador crea una zona de recirculación interna que calienta rápidamente el combustible. Este remolino de la llama secundaria resulta necesario para que la llama sea estable. Los compuestos volátiles se liberan a la llama primaria junto con la mayor parte de los compuestos de nitrógeno. La atmósfera de oxígeno y la alta concentración de CO limitan la oxidación de los compuestos de nitrógeno en NO. Junto con el aire secundario, se crea una zona de combustión en la cual se produce una combustión lenta del combustible sin quemar a una temperatura relativamente baja. La baja concentración de oxígeno permite controlar los NO_x en esta fase.

3.4.1.6.2 Quemadores con baja emisión de NO_x y recirculación del gas de combustión

Si se utilizan combustibles sólidos o líquidos con un contenido de nitrógeno de entre 0,3% y 0,6% en peso, la formación de NO de combustible es más frecuente que la formación térmica de NO (normalmente, los NO de combustible representan un 75% del total). Por lo tanto, además de reducir la temperatura de la llama para evitar la formación térmica de NO, el contenido de oxígeno también debe disminuir, sin que ello implique una mayor cantidad de carbono sin quemar. La solución es una técnica que emplea llamas separadas con una recirculación interna del gas de combustión. Al inyectar parte del gas de combustión en la zona de combustión o suministro de aire de combustión, la temperatura de la llama y la concentración de oxígeno disminuyen y, por consiguiente, la formación de NO_x es menor.

Figura 3.24: Comparación entre los quemadores de baja emisión de NO_x con aire en etapas convencionales y avanzados [136, Fortum, 2002]

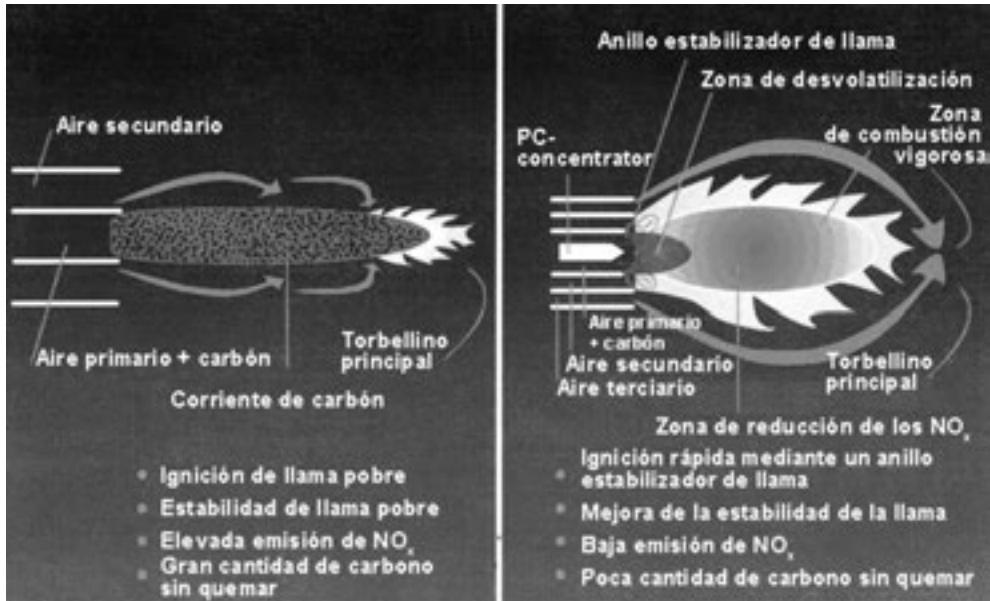
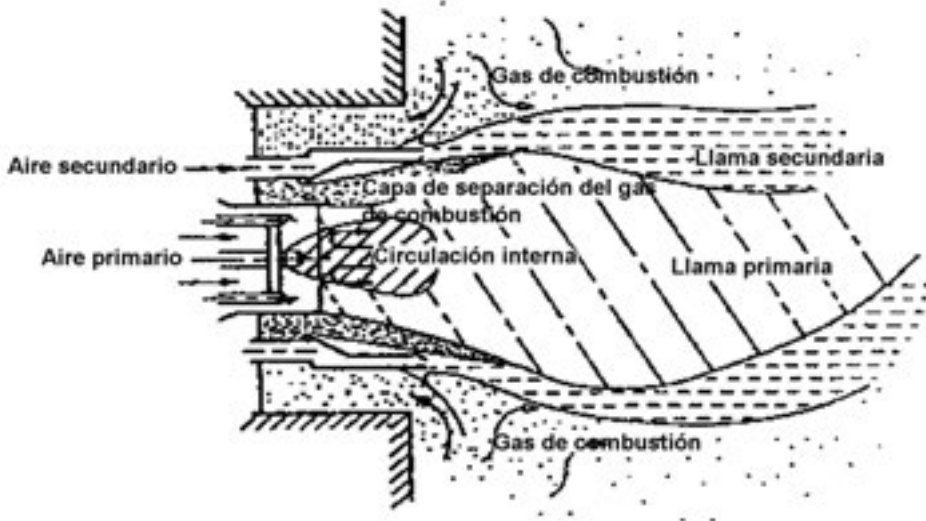


Figura 3.25: Quemador con baja emisión de NO_x y recirculación del gas de combustión de gas/petróleo [32, Rentz et ál., 1999]



La función básica de este método es similar a la de los quemadores con baja emisión de NO_x con aire en etapas, pero las distancias entre las boquillas primaria y secundaria son mayores y, por lo tanto, se forma una capa de gas de combustión. En estos quemadores, entre un 15% y un 25% del gas de combustión caliente

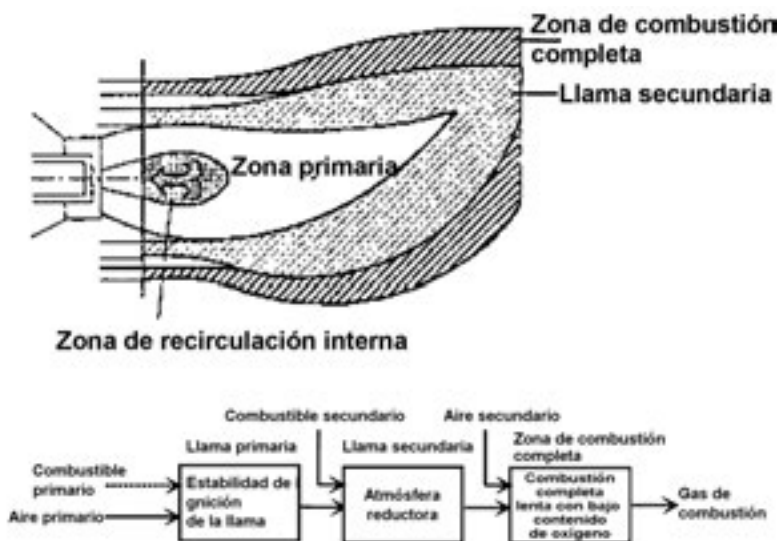
vuelve a circular dentro del sistema junto con el aire de combustión hasta entrar en contacto con el aire combustionado. El gas de combustión actúa como diluyente y reduce la temperatura de la llama y la presión parcial del oxígeno y, por lo tanto, también contribuye a disminuir la formación de NO_x . La recirculación interna se suele realizar en sistemas que utilizan combustibles líquidos, o bien en la última generación de grandes instalaciones de combustión con procesos combinados de gas y petróleo.

3.4.1.6.3 Quemadores con baja emisión de NO_x y combustible en etapas

Este tipo de quemadores tiene como objetivo reducir los NO_x ya generados añadiendo parte del combustible en una segunda fase. Normalmente, se utilizan en sistemas alimentados con gas.

Esta técnica empieza con la combustión de una parte del combustible con un elevado exceso de aire, que permite operar con una temperatura de llama relativamente baja, lo cual evita la formación de óxidos de nitrógeno. La zona de recirculación interna y la combustión casi estequiométrica garantizan la estabilidad de la llama. Cuando el proceso de combustión se va acercando al final de la zona primaria, se inyecta combustible adicional (una proporción ideal sería entre un 20% y un 30%) después de la llama primaria para formar la llama secundaria, que es extremadamente subestequiométrica. De esta manera, se crea una atmósfera que permite reducir los NO_x que ya se han generado a N_2 , con NH_3 , HCN , y radicales de CO . En una tercera fase se crea la zona de combustión total. La llama de este tipo de quemador suele ser, aproximadamente, un 50% más larga que en los quemadores de gas estándares.

Figura 3.26: Combustible en etapas en el quemador [32, Rentz et ál., 1999]



3.4.1.6.4 Nueva generación de quemadores con baja emisión de NO_x

Los últimos modelos de quemadores con baja emisión de NO_x (llamados «quemadores híbridos») utilizan una combinación de aire y combustible en etapas y recirculación del gas de combustión, además de otras técnicas, para conseguir unos niveles de emisión de NO_x realmente bajos. Uno de los inconvenientes de la primera generación de quemadores con baja emisión de NO_x era la necesidad de espacio suficiente para que la separación de la llama fuera posible, pues el diámetro de las llamas de estos sistemas es entre un 30% y un 50% mayor que las llamas convencionales. Para eliminar esta limitación, además de reducir las emisiones de NO_x , se ha desarrollado un nuevo quemador que combina las llamas separadas con el aire en etapas. Para que el aire se introduzca en diferentes fases, se inyecta entre un 30% y un 40% del aire de combustión a través de las boquillas directamente a la llama elemental. Asimismo, el remolino generado se utiliza para no perder aire de combustión, que en los equipos anteriores circulaba a través de las ráfagas de la llama pero que en los nuevos sistemas se conduce allí donde es necesario. De esta forma, se obtiene un mayor índice de reducción de los NO_x sin que la cantidad de carbono sin quemar aumente. Además, los chorros de aire secundario poseen un mayor impulso, por lo que las llamas quedan «encerradas» en el eje del quemador y se reduce el diámetro hasta un valor similar al diámetro de las llamas compactas convencionales. Estas nuevas características permiten aplicar este tipo de quemador en instalaciones existentes.

Los quemadores con baja emisión de NO_x son una tecnología de vanguardia en muchos sectores. Sin embargo, actualmente, la información disponible sobre su aplicación y funcionamiento es bastante reducida y, por lo tanto, solamente se puede proporcionar información general. La inversión adicional que supone esta técnica en instalaciones nuevas se puede considerar insignificante comparada con la que comportan los quemadores tradicionales. Si se aplica en centrales existentes, hay que tener en cuenta que puede ser necesario realizar modificaciones en las instalaciones. Dichas modificaciones dependen de la central y, por lo tanto, no se pueden cuantificar en términos generales. Los costes de funcionamiento adicionales de los quemadores con baja emisión de NO_x se deben, en gran medida, al consumo añadido de energía, que se emplea para lo siguiente:

- ventiladores de mayores dimensiones, necesarios porque las caídas de presión en los quemadores son mayores
- garantizar una mejor pulverización del carbón, necesaria para conseguir una combustión eficiente en condiciones reducidas de aire en los quemadores.

En la actualidad, los quemadores secos con baja emisión de NO_x son la tecnología más avanzada para las turbinas de gas de grandes dimensiones alimentadas con gas natural [32, Rentz et ál., 1999]. En el capítulo 7 se describen más detalladamente.

3.4.1.7 RENDIMIENTO GENERAL DE LAS MEDIDAS PRIMARIAS PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE NO_x

Tabla 3.11: Rendimiento general de las medidas primarias para reducir las emisiones de NO_x [33, Ciemat, 2000]

Medida primaria	Porcentaje general de reducción de los NO_x *	Aplicabilidad general	Limitaciones de aplicabilidad	Notas
Reducción del exceso de aire	10 – 44%	Todos los combustibles	<ul style="list-style-type: none"> combustión incompleta 	<ul style="list-style-type: none"> la reducción de las emisiones de NO_x depende en gran parte del nivel de emisiones de la instalación sin sistemas de control de emisiones puede ser necesario sellar el hogar, los molinos y el precalentador de aire para que la combustión se realice con poco exceso de aire.
Quemador fuera de servicio (BOOS)	10 – 70%	Normalmente, restringido a la aplicación en centrales existentes que utilizan gas o petróleo	<ul style="list-style-type: none"> Combustión incompleta (y, por lo tanto, altos niveles de CO y carbono sin quemar) si se utiliza un BOSS, BBS u OFA 	<ul style="list-style-type: none"> puede resultar problemático mantener constante la admisión de combustible, ya que se debe proporcionar la misma cantidad de energía térmica al hogar con menos quemadores en funcionamiento.
	Quemador por etapas (BBF)	Restringido a la aplicación en centrales existentes con cualquier tipo de combustible.		
Aire en etapas en el hogar		Todos los combustibles		<ul style="list-style-type: none"> la aplicación de un sistema de aire de sobrefuego en una caldera existente implica realizar modificaciones en la pantalla de tubos de agua para crear entradas de aire secundario en hogares de combustión frontal con aire de sobrefuego se puede alcanzar un porcentaje de reducción de los NO_x del 10% al 40%.
Aire de sobrefuego (OFA)				

Tabla 3.11: Rendimiento general de las medidas primarias para reducir las emisiones de NO_x [33, Ciemat, 2000] (*continuación*)

Medida primaria	Porcentaje general de reducción de los NO_x *	Aplicabilidad general	Limitaciones de aplicabilidad	Notas
Recirculación del gas de combustión	20 – 50% <20% con calderas que funcionan con carbón y 30 – 50% para centrales alimentadas con gas y aire de sobrefuego	Todos los combustibles	<ul style="list-style-type: none"> Inestabilidad de la llama 	<ul style="list-style-type: none"> la aplicación en una caldera existente con recirculación de gas de combustión presenta algunas dificultades de adaptación, sobre todo, debido a las pérdidas de eficiencia de la caldera y los quemadores, excepto cuando sólo recirculan cantidades reducidas de gas de combustión esta medida de reducción de las emisiones de NO_x se puede aplicar a calderas existentes si se combina con un sistema de aire en etapas la recirculación del gas de combustión comporta un consumo adicional de energía, debido al uso de ventiladores de recirculación.
Pre calentamiento reducido del aire	20 – 30%	No se aconseja para calderas de fondo húmedo alimentadas con carbón		<ul style="list-style-type: none"> el porcentaje de reducción que se puede obtener depende en gran medida de la temperatura de pre calentamiento del aire inicial y de la temperatura que se alcanza después de aplicar esta medida.

* Notas:

- si se combinan distintas medidas primarias para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno, el porcentaje de reducción total no será el resultado de la suma o multiplicación de los demás porcentajes, ya que dependerá de varios factores específicos de cada central y deberá ser evaluada individualmente, según las instalaciones afectadas
- no todas la medidas primarias se pueden aplicar a cualquier caldera existente, ya que dependen del tipo de combustión y el combustible utilizados
- los equipos básicos de las instalaciones nuevas disponen de medidas primarias integradas.

Tabla 3.12: Rendimiento general de las medidas primarias para reducir las emisiones de NO_x [33, Ciemat, 2000]

Medida primaria	Porcentaje general de reducción de los NO _x *	Aplicabilidad general	Limitaciones de aplicabilidad	Notas
Combustible en etapas (recombustión)	50 – 60% (se puede reducir entre un 70% y un 80% de los NO _x formados en la zona primaria de combustión)	Todos los combustibles		<ul style="list-style-type: none"> • la recombustión ofrece algunas ventajas, como la compatibilidad con otras medidas primarias para reducir la emisión de NO_x, una instalación simple, el uso de combustible estándar como agente reductor y muy poca energía adicional. El consumo de energía adicional de la recombustión de carbón puede ser mayor que si se utiliza gas natural como combustible de recombustión • la combustión que se realiza después de la zona primaria también produce óxidos de nitrógeno • si se utiliza gas natural para la recombustión, las partículas, el SO₂ y el CO₂ se reducen de manera directamente proporcional a la cantidad de carbón sustituida.
	Quemadores con baja emisión de NO _x y aire en etapas	Todos los combustibles	<ul style="list-style-type: none"> • Inestabilidad de la llama; • Combustión incompleta 	<ul style="list-style-type: none"> • los quemadores con baja emisión de NO_x se pueden utilizar en combinación con otras medidas primarias, como el aire de sobrefuego y la recombustión del gas de combustión recirculante
	Quemadores con baja emisión de NO _x y recirculación del gas de combustión	Hasta un 20%	Todos los combustibles	<ul style="list-style-type: none"> • Inestabilidad de la llama
Quemadores con baja emisión de NO _x y combustible en etapas	50 – 60%	Todos los combustibles	<ul style="list-style-type: none"> • Inestabilidad de la llama; • combustión incompleta 	

* Notas:

- si se combinan distintas medidas primarias para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno, el porcentaje de reducción total no será el resultado de la suma o multiplicación de los demás porcentajes, ya que dependerá de varios factores específicos de cada central y deberá ser evaluada individualmente, según las instalaciones afectadas;
- no todas la medidas primarias se pueden aplicar a cualquier caldera existente, ya que dependen del tipo de combustión y el combustible utilizados;
- los equipos básicos de las instalaciones nuevas disponen de medidas primarias integradas.

3.4.2 Medidas secundarias para reducir las emisiones de NO_x

Las medidas secundarias son técnicas que se aplican al final del proceso para reducir los óxidos de nitrógeno (NO_x) que se hayan formado en anteriores etapas. Se pueden aplicar por sí solas o en combinación con medidas primarias, como los quemadores con baja emisión de NO_x, etc. La mayoría de tecnologías que actúan en el gas de combustión para reducir las emisiones de NO_x se basan en la inyección de amoníaco, urea u otros componentes, que reaccionan con los NO_x del gas de combustión para reducirlos a nitrógeno molecular. Estas medidas se pueden dividir en:

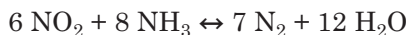
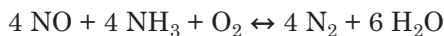
- reducción catalítica selectiva (RCS)
- reducción no catalítica selectiva (RNCS).

3.4.2.1 REDUCCIÓN CATALÍTICA SELECTIVA (RCS)

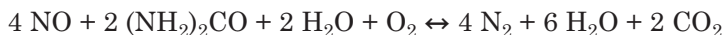
La reducción catalítica selectiva (RCS) es un proceso para reducir los óxidos de nitrógeno de los gases de escape de grandes instalaciones de combustión muy utilizado en Europa y en otros países del mundo, como Japón o EE. UU.

Se trata de un proceso catalítico basado en la reducción selectiva de los óxidos de nitrógeno con amoníaco o urea mediante un catalizador. El agente reductor se inyecta al gas de combustión antes de que llegue al catalizador. La transformación de los NO_x tiene lugar en la superficie del catalizador, a temperaturas entre 170 °C y 510 °C, y mediante una de las reacciones principales que se indica a continuación. Los catalizadores RCS de óxido metálico base, que funcionan en el intervalo de temperatura que se ha mencionado anteriormente, se pueden encontrar en el mercado y se utilizan en múltiples aplicaciones.

1. Con amoníaco como agente de reducción:



2. Con urea como agente de reducción:



Si se utiliza amoníaco como agente de reducción, esta sustancia se suele almacenar en forma de solución acuosa o en estado licuado a una presión aproximada de 1,7 x 10⁶ Pa (17 bar) y a 20 °C. En aplicaciones más reducidas, es decir, <50 MW, se utiliza urea en forma de gránulos de cristal blanco, que se disuelven en agua antes de ser inyectados al gas de combustión.

El amoníaco licuado es el agente más común, ya que el coste por kg del amoníaco es menor y, por lo tanto, permite reducir los costes de funcionamiento. No obstante, por sus propiedades, la manipulación del amoníaco es más complicada que la de una solución acuosa de amoníaco, relativamente inerte. La aplicación de amoníaco es necesaria en varias reservas de agua potable o aguas fluviales, así como en emplazamientos situados en el centro de una ciudad (es decir, en las centrales más cercanas a zonas residenciales), y también se utiliza porque los gastos de inversión destinados al almacenamiento del amoníaco, incluidas las medidas de seguridad, son menores.

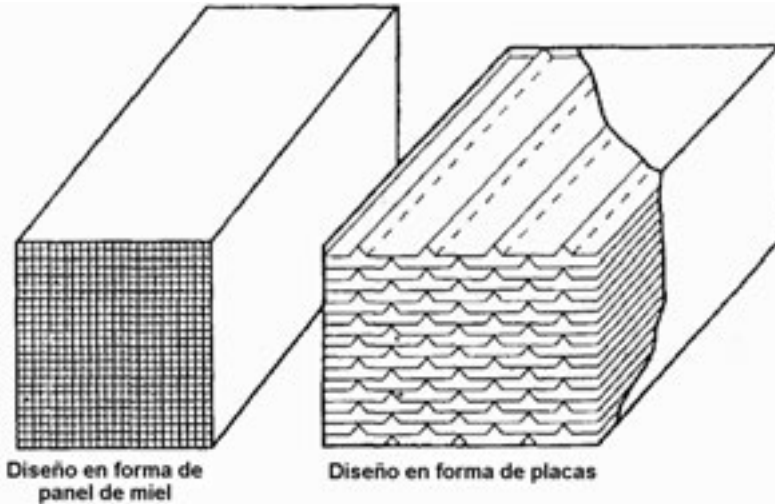
El amoníaco licuado debe evaporarse en forma amoníaco gaseoso para poder ser utilizado. Este proceso se realiza en un evaporador que se calienta eléctricamente, con vapor o agua caliente. A continuación, el amoníaco se diluye con aire antes de inyectar la mezcla al gas de escape. La inyección se realiza a través de un sistema de boquillas que permite obtener una mezcla homogénea de amoníaco y gas de combustión. Esta mezcla se puede mejorar colocando un mezclador estático en el canal del gas de escape. Por otro lado, para obtener una eficiencia elevada de eliminación de los NO_x y minimizar el escape de amoníaco, es especialmente importante que la relación NH_3/NO_x del gas de combustión sea homogénea. Sin embargo, el argumento de mayor relevancia para evitar los escapes de amoníaco (más de 2 ppm) en las instalaciones de combustión con carbón es que, si se producen estos escapes, resulta imposible comercializar las cenizas volantes en la industria de la construcción.

Con un escape de amoníaco máximo determinado, el grado de eliminación de NO_x dependerá del catalizador que se utilice: con una relación NH_3/NO_x elevada, se puede obtener una alta eficiencia de eliminación de los óxidos de nitrógeno, pero, al mismo tiempo, la cantidad de amoníaco que no reacciona (escape de amoníaco) con el gas de combustión aumentará considerablemente. Asimismo, el llamado escape de amoníaco debe mantenerse al mínimo para evitar el riesgo de que el NH_3 reaccione con el SO_3 en el gas de combustión durante su refrigeración, que podría comportar la formación de bisulfatos de amonio y, por lo tanto, ensuciar y corroer las superficies de calentamiento.

Como se muestra en la Figura 3.27, los catalizadores utilizados pueden estar dispuestos en distintas formas geométricas como, por ejemplo, en forma de panel de miel o de placas, así como en forma de pastillas (especialmente en el caso de carbón activo).

Hasta el momento, se han probado cuatro tipos distintos de material, aunque sólo se ha podido comprobar la resistencia a largo plazo de dos de ellos. En una gran instalación de combustión se han utilizado catalizadores de zeolitas durante más de 10 años, aunque han tenido que ser reconstruidos por pérdidas del material catalítico. Otras instalaciones emplean coque activado.

Figura 3.27: Catalizadores dispuestos en forma de panel de miel o de placas
[33, Ciemat, 2000]

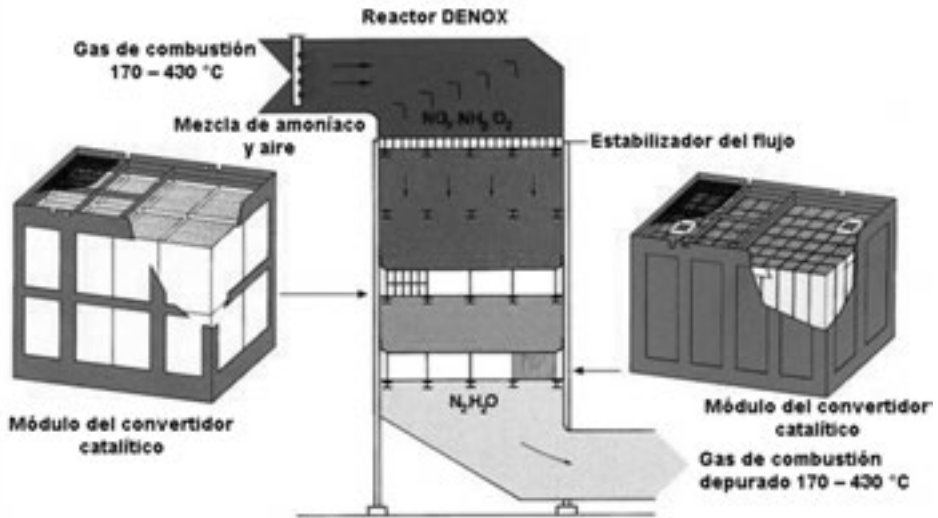


Los cuatro tipos de material utilizados para los catalizadores en procesos de RCS son:

- **óxidos metálicos base**, cuyo material base es el TiO_2 , junto con vanadio, tungsteno y molibdeno como componentes activos. En la mayoría de casos, se utiliza el V_2O_5 con pequeñas cantidades de WO_3 , que se añaden para aumentar el reducido intervalo de temperatura, y pequeñas cantidades de SiO_2 para estabilizar la estructura, además de una reducida cantidad de MoO_3 , para que el catalizador sea más resistente al posible envenenamiento causado por los elementos que constituyen el gas de escape. Este tipo de catalizador requiere una temperatura de entre $300\text{ }^\circ\text{C}$ y $450\text{ }^\circ\text{C}$.
- **zeolitas**, que son aluminosilicados sintéticos o naturales muy porosos y cristalinos. Se utilizan a una temperatura de entre $350\text{ }^\circ\text{C}$ y $600\text{ }^\circ\text{C}$;
- **óxido de hierro**, formado por partículas de óxido de hierro con una fina cubierta cristalina de fosfato de hierro;
- **carbón activo**, formado por carbón o lignito pulverizado mezclado con elementos inertes y transformado en gránulos sinterizados. Debido a la inestabilidad térmica del carbón activo a altas temperaturas, son necesarias temperaturas de funcionamiento bastante bajas, de $100\text{ }^\circ\text{C}$ a $220\text{ }^\circ\text{C}$. Por este motivo, sólo se puede utilizar en los procesos de final de línea de las centrales energéticas.

Los catalizadores se fabrican en varios diámetros de canal. Para seleccionar el diámetro más adecuado se debe analizar el contenido de partículas del gas de escape, las características del polvo y la caída de presión admisible en el reactor RCS. El depósito de partículas se debería reducir al mínimo y la caída de presión en el catalizador debería mantenerse a un bajo nivel. El volumen necesario del

Figura 3.28: Configuración del reactor, los elementos, el módulo y las capas del catalizador [33, Ciemat, 2000]

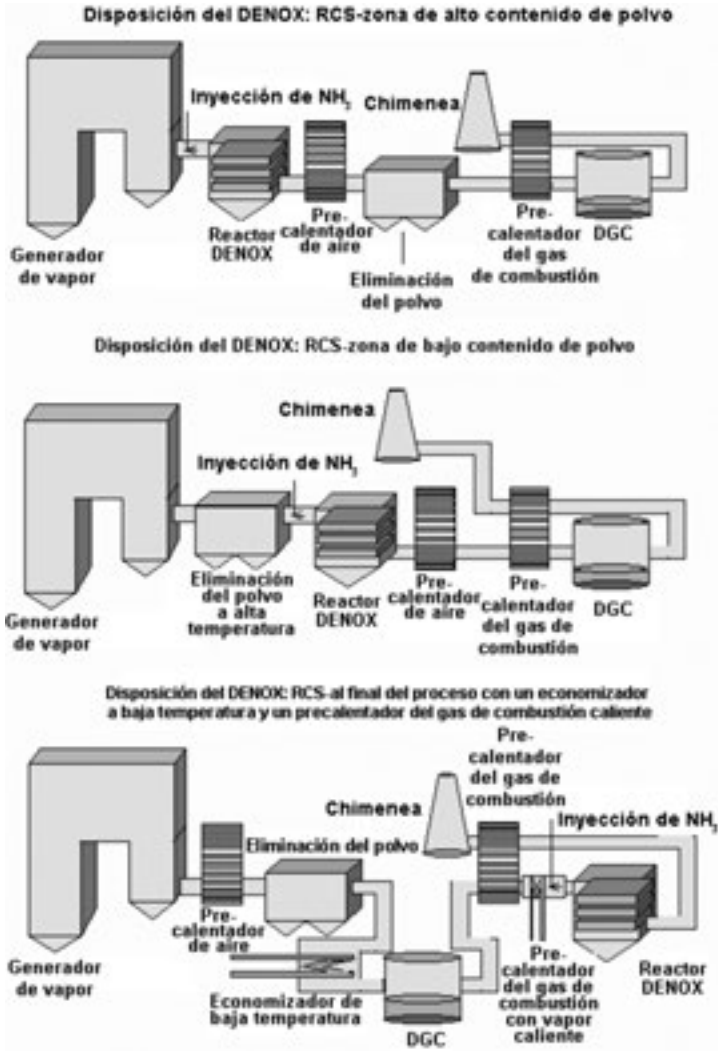


catalizador depende de sus características, como las características de actividad, y de las condiciones de funcionamiento, como el volumen de gas de combustión, la reducción de NO_x necesaria, la composición del gas, la temperatura del gas de combustión y la presencia de veneno para el catalizador. Los diferentes elementos del catalizador se agrupan en un módulo, que forma distintas capas de catalizador en el reactor RCS, como se aprecia en la Figura 3.28.

En la actualidad, se estima que la vida útil de los catalizadores puede alcanzar de 6 a 10 años en unidades que empleen carbón como combustible, y de 8 a 12 años en unidades con petróleo y gas. El índice de sustitución de los catalizadores depende de varios factores relativos a las instalaciones, como el tipo de equipo, las características del combustible, la capacidad, el funcionamiento de la central, la concentración de NO_x que se forman en el proceso, la proporción de reducción de NO_x , la relación entre el amoníaco/urea y los NO_x y el nivel de escape de amoníaco admisible. Durante los últimos años, se han empezado a comercializar catalizadores más resistentes a las agresiones térmicas y mecánicas y al envenenamiento causado por los contaminantes. La regeneración es una nueva aplicación comercial que permite alargar la duración de los catalizadores, aunque no siempre resulta posible realizar este proceso.

Existen tres modos básicos para integrar el reactor RCS en la cadena de limpieza del gas de combustión. En todos ellos el factor principal es que las condiciones, como la temperatura del gas de combustión, sean las adecuadas para el catalizador empleado. En la Figura 3.29 se muestran distintas posiciones posibles para el catalizador.

Figura 3.29: Tipos de tecnologías de reducción de las emisiones



El catalizador se puede colocar en tres zonas distintas: en la zona de alto contenido de polvo, la zona de bajo contenido de polvo y al final del proceso:

- la opción más frecuente es instalar el catalizador en la zona de **alto contenido de polvo**. Esta disposición elimina la necesidad de recalentar el gas de combustión debido a la elevada temperatura de funcionamiento del catalizador (Figura 3.30). La vida útil y la resistencia a la abrasión del catalizador se han mejorado. Sin embargo, el uso de este sistema presenta dos inconvenientes: en primer lugar, el gas de combustión puede contener cenizas volantes y venenos para el catalizador, que desactivan el catalizador y, por lo tanto, reducen

la eficiencia de eliminación de NO_x . Esto puede suceder, por ejemplo, en hogares de cenizas fundidas que utilicen determinados combustibles o en procesos de cocombustión. En segundo lugar, hay que tener en cuenta que, para aplicar un sistema de RCS en una central existente con esta disposición, es necesario disponer de espacio adicional cerca de la caldera. Este sistema resulta rentable para muchas instalaciones y es la técnica más utilizada en estos momentos;

- la instalación del catalizador en la zona de **bajo contenido de polvo** no presenta los inconvenientes de la disposición anterior. Su principal ventaja es la baja presión mecánica en el catalizador, que permite aumentar su duración. No obstante, como el proceso funciona sin calentamiento adicional, puede ser necesario instalar precipitadores de polvo de alta temperatura. Por lo tanto, esta configuración suele resultar poco rentable cuando hay que aplicarla a centrales energéticas antiguas. Además, el calentador de aire depende en mayor grado de la deposición del bisulfato de amonio;
- la instalación del catalizador en la zona **de tratamiento final** resulta una opción válida para centrales existentes, debido a la exposición del catalizador a la abrasión, la corrosión y la desactivación. Además, el volumen del catalizador es menor que en la disposición en la zona de alto contenido de polvo, ya que se puede utilizar un catalizador con una menor densidad. Sin embargo, el gas de combustión que se introduce en el sistema debe recalentarse con quemadores suplementarios que, principalmente, utilizan gas natural para alcanzar la temperatura de funcionamiento del catalizador. En el caso de emplear un catalizador de coque activado, el intercambio de calor del gas sin depurar al gas limpio suele ser suficiente.

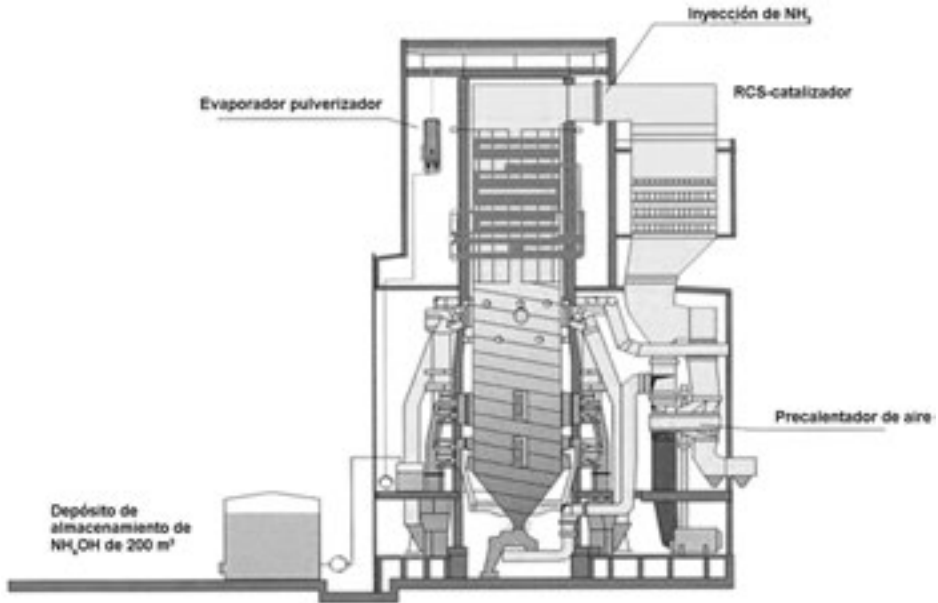
Uno de los posibles inconvenientes de la RCS tiene relación con el escape de amoníaco, que se produce cuando el NH_3 no reacciona completamente con los NO_x y pequeñas cantidades de amoníaco salen del reactor junto con el gas de combustión. Este efecto se conoce como escape de amoníaco y aumenta cuando incrementa la relación NH_3/NO_x y cuando disminuye la actividad catalítica. Si los escapes son importantes pueden ser la causa de:

- la formación de sulfatos de amonio, que se acumulan en las instalaciones de final de proceso, como el catalizador y el precalentador de aire;
- NH_3 en las aguas residuales de la desulfuración del gas de combustión y en el agua de depuración del calentador de agua, y
- una mayor concentración de NH_3 en las cenizas volantes.

Por otro lado, las principales ventajas que ofrece la RCS son:

- el proceso de RCS se puede emplear con muchos de los combustibles que se utilizan en los procesos de combustión, como el gas natural o el aceite ligero, así como con gases de proceso y carbón;

Figura 3.30: Ejemplo de un catalizador RCS instalado en una zona con un alto contenido de polvo [34, Verbund, 1996]

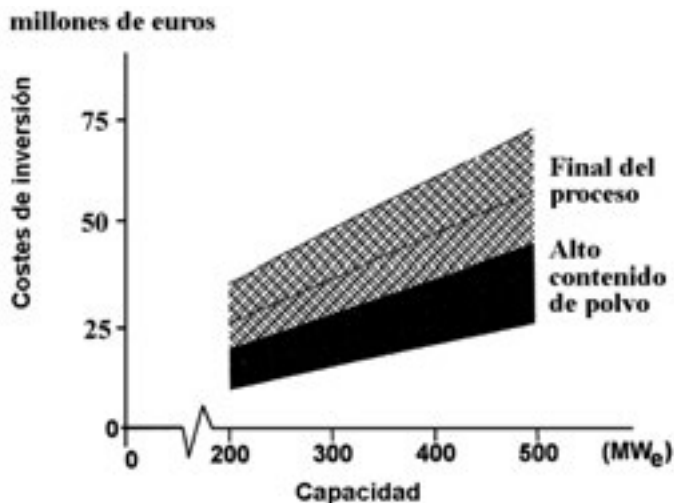


- la transformación de los NO_x no genera componentes contaminantes secundarios;
- la emisión de NO_x se puede reducir hasta un 90% o más;
- la reducción global de NO_x depende del sistema de RCS y las medidas primarias;
- para cumplir los requisitos de calidad del aire, los sistemas de RCS se pueden emplear junto con un consumo de NH₃ adaptado para reducir los efectos del escape de NH₃ y aumentar la vida útil del catalizador.

Los costes de inversión de un dispositivo de RCS son considerables (Figura 3.31). El precio por tonelada de NO_x reducidos varía según el tipo de caldera que se utilice. Las calderas de combustión tangencial comportan unos costes más elevados por tonelada de NO_x eliminados, ya que poseen unos niveles de emisión originales más reducidos. Los costes del reactivo son relativamente inferiores a los de las centrales de RNCS.

Los costes de inversión de una unidad de RCS dependen del volumen del catalizador, que se establece según el volumen de gas de combustión, el escape de amoníaco y el porcentaje de conversión de NO_x que se debería conseguir. De acuerdo con las estimaciones realizadas sobre los costes de las centrales energéticas, se calcula que los catalizadores pueden comportar una inversión de entre 10.000 y 15.000 euros por m³. Con un volumen de gas de combustión de un millón de m³/h, el precio de inversión de una unidad RCS sería, aproximadamente, de 15 millones

Figura 3.31: Costes de inversión de un proceso de RCS en una central de combustión [58, Eurelectric, 2001]



de euros (disposición del gas sin depurar, incluida la planificación, el montaje y el equipo circundante, como tuberías, bombas, ventiladores, etc., pero sin el catalizador). Los principales factores para determinar los costes de funcionamiento son la vida útil del catalizador, que depende de las características del combustible y de la configuración del sistema de RCS (alto o bajo contenido de partículas, final del proceso), la demanda de agente de reducción, el consumo energético por la pérdida de presión y, en los casos pertinentes, la energía necesaria para recalentar el gas de combustión.

Según la información de los operadores y los precios de mercado de los últimos cinco años (centrales austriacas y alemanas), los costes de inversión de una unidad de RCS se calcularon con la siguiente fórmula:

Costes de inversión (C.I.) de una unidad de RCS para el tratamiento de un volumen de gas de combustión de x millones m³/h:

$$\text{C.I.} = (\text{volumen de gas de combustión de } x \text{ millones m}^3 / \text{1 millón m}^3)^{0.7} * 15 \text{ millones de euros}$$

Los costes de montaje y equipo electrónico y de supervisión y control están incluidos. Los costes relativos al catalizador, que se estiman en 15.000 euros/m³, no se incluyen en el cálculo. Estos costes se han calculado sólo para una configuración de gas sin depurar. Los factores que más influyen en los costes de inversión y mantenimiento son los costes de desplazamiento del catalizador, el agente de reducción (solución acuosa de amoníaco) y la energía eléctrica. En los costes de inversión se incluyen los costes de todo el canal de gas de combustión (tuberías, recinto del catalizador, sistema de derivación, tanque de la unidad de NH₄OH,

sistema de almacenamiento, dispositivo dosificador y sistema de evaporación y mezclado).

En la tabla 3.13 se incluyen los costes estimados para una unidad RCS para tratar un volumen de gas de combustión de 200.000 m³/h, 500.000 m³/h y 1.000.000 m³/h, con una concentración de gas sin depurar de 500 mg/Nm³ (obtenido con medidas primarias) y 350 mg/Nm³ (obtenido con medidas primarias y RNCS, respectivamente). En ambos casos, la concentración estimada de gas depurado es de 100 mg/Nm³.

Tabla 3.13: Estimación de los costes de las unidades de RCS en centrales energéticas en función del volumen de gas de combustión

Parámetro	Unidad	Volumen de gas de combustión (Nm ³ /h)		
		200.000	500.000	1.000.000
Concentración de NO _x que se debe reducir	g/Nm ³		0,25 – 0,4	0,25 – 0,4
Horas de funcionamiento	h/año	5.000	5.000	5.000
Carga reducida	t/año	250 – 400	625 – 1.000	1.250 – 2.000
Costes de inversión	Millones de euros	4,86	9,23	15,0
Amortización anual ¹	Millones de euros/año	0,50	0,95	1,54
Costes de funcionamiento (incluidos los costes de la energía eléctrica, los catalizadores, los agentes reductores, el mantenimiento, el desgaste y los daños)	Millones de euros/año	0,25 – 0,29	0,60 – 0,69	1,17 – 1,34
Costes anuales	Millones de euros/año	0,75 – 0,79	1,56 – 1,64	2,72 – 2,88
Costes anuales específicos	Euros/t NO _x	1.968 – 3.016	1.638 – 2.488	1.442 – 2.175

Nota 1: 15 años con un 6% de interés

Si los dispositivos están situados en la zona de tratamiento final, es posible que los gases de combustión deban recalentarse antes de llegar a la chimenea. Esta operación puede consumir hasta un 2% de la capacidad eléctrica de la central. Si la aplicación no requiere recalentamiento, los costes de funcionamiento de deben, en su mayoría, al coste del reactivo.

En caso de aplicación a centrales existentes, los costes de inversión de un sistema capaz de eliminar entre un 60% y un 90% de los NO_x puede alcanzar entre 50 euros/kW, en el caso de grandes centrales, y 100 euros /kW para centrales pequeñas. Los factores que determinan los costes de la integración de sistemas RCS en centrales antiguas que funcionan con carbón con un nivel meta de emisión de

NO_x de 185 mg/Nm^3 son las dimensiones de la unidad, las concentraciones de NO_x admitidos y las diferentes necesidades de construcción relacionadas con el nivel de dificultad de la renovación de la central. Por ejemplo, si la concentración base de los NO_x de entrada aumenta de 615 mg/Nm^3 a 1.230 mg/Nm^3 , los costes de inversión del sistema de RCS se incrementarán, aproximadamente, un 50%. Si el tamaño de la unidad se reduce de 1.000 MW_e a 200 MW_e , los costes de inversión pueden disminuir hasta un 30%. La magnitud de las modificaciones de los ventiladores, conductos, acero estructural y fundamentos por la renovación de la central puede tener un impacto de un 20% a un 35% en el precio total. Los costes de funcionamiento del agente reductor son, aproximadamente, 75 euros por tonelada de NO_x en el caso de amoníaco anhidro, y 125 euros por tonelada de NO_x si se utiliza una solución de urea del 40%. Los costes generales, es decir, la suma de los costes de inversión y de funcionamiento, para la reducción de NO_x en una central energética de 800 MW con un sistema de RCS se sitúan entre los 1.500 y 2.500 euros por tonelada de NO_x reducido [167, Rigby et ál., 2001].

Los costes de inversión de los sistemas de RCS utilizados con turbinas de gas o motores de combustión interna varían entre 10 y 50 euros por kW (según la producción de energía eléctrica). Estos costes resultan considerablemente inferiores a los costes de los sistemas de RCS en centrales alimentadas con carbón.

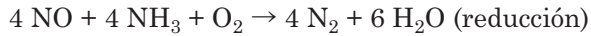
El precio de un catalizador de RCS regenerado puede alcanzar hasta un 50% del precio de un catalizador nuevo. Si no sufren una erosión importante, la duración limitada de los catalizadores de RCS desactivados situados en zonas de alto contenido de polvo se puede prolongar mediante un proceso de regeneración. Este proceso implica unos costes de funcionamiento más elevados que los que se derivan de los catalizadores nuevos.

3.4.2.2 REDUCCIÓN NO CATALÍTICA SELECTIVA (RCNS)

La reducción no catalítica selectiva (RNCS) es otra medida secundaria para reducir los óxidos de nitrógeno que se hayan formado en el gas de combustión de una unidad de combustión. Esta técnica funciona a una temperatura de entre $850 \text{ }^\circ\text{C}$ y $1.100 \text{ }^\circ\text{C}$ y no requiere catalizador, aunque el intervalo de temperatura depende en gran medida del reactivo utilizado (amoníaco, urea o amoníaco cáustico).

Si se utiliza amoníaco como reactivo, se producen las siguientes reacciones químicas más o menos al mismo tiempo. Si la temperatura es reducida, ambas reacciones son demasiado lentas, mientras que, si la temperatura es demasiado elevada, se produce mayoritariamente una subreacción no deseada, que comporta unas emisiones de NO_x más elevadas.

Reacción principal:



Subreacción no deseada:



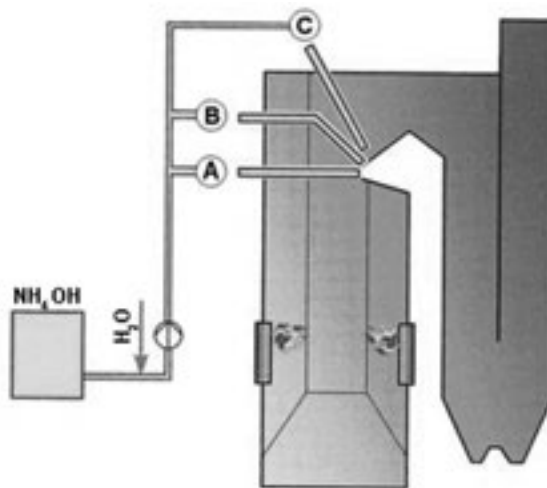
Las instalaciones de RNCS están formadas por dos unidades operativas:

- la unidad de almacenamiento de reactivo, donde se almacena, se refrigera y se evapora el reactivo;
- la unidad de RNCS, donde tienen lugar la inyección de reactivo y la reacción de los óxidos de nitrógeno en nitrógeno y agua.

El intervalo de temperatura es especialmente importante, ya que, más allá de estos límites, el amoníaco se oxida y se producen más NO_x y, por debajo de este límite, el índice de conversión es demasiado bajo y se puede formar amoníaco. Además, con los cambios de carga, el intervalo de temperatura necesario depende de las fluctuaciones de la caldera. Para regular estos intervalos con la inyección de amoníaco es necesario disponer de varios niveles de inyección. En la Figura 3.32 se muestra el proceso de RNCS con diferentes niveles de inyección de amoníaco.

Para conseguir un elevado índice de reducción de emisiones y el mínimo escape de amoníaco, el reactivo y los NO_x del gas de combustión deben estar suficientemente mezclados. Además de la distribución y la mezcla, otro parámetro relevante es el tamaño de las gotas de reactivo. Si las gotas son demasiado pequeñas, se evaporarán demasiado rápido y reaccionarán a temperaturas demasiado altas, por lo que la proporción de NO_x eliminados será menor. En cambio, si son gotas

Figura 3.32: Proceso de RNCS [34, Verbund, 1996]



extremadamente grandes, se evaporarán con demasiada lentitud y reaccionarán a una temperatura demasiado baja, con un mayor escape de amoníaco.

Se puede utilizar aire presurizado, vapor o agua como elemento portador del agente reductor. Las medidas primarias, como el aire de sobrefuego o la recirculación del gas de combustión, se pueden emplear como portador de reactivo en los procesos de RNCS.

La selección del reactivo también incide en la formación de óxido nitroso (N_2O). El amoníaco y el amoníaco cáustico generan cantidades insignificantes de N_2O . Sin embargo, si se inyecta urea directamente en las calderas se pueden formar cantidades considerables de N_2O . Para solucionar este problema y eliminar casi por completo la formación de N_2O , la urea se inyecta en el aire de combustión. Por otro lado, el uso de urea como reactivo en los sistemas de RNCS puede comportar más problemas de corrosión que si se emplea amoníaco y amoníaco cáustico. Por lo tanto, la selección del material resulta de suma importancia.

La mayoría de problemas de las aplicaciones de RNCS están relacionados con una distribución inadecuada del reactivo en la cámara de combustión. Por lo tanto, resulta indispensable mejorar el sistema de distribución. Existen sistemas de distribución especiales que permiten obtener una distribución óptima del amoníaco en el gas de combustión.

La reacción de los óxidos de nitrógeno y el amoníaco/urea en agua y nitrógeno depende especialmente de la temperatura y del tiempo de retención dentro del intervalo de temperatura necesario, así como de la relación entre amoníaco y óxidos de nitrógeno. Como se ha mencionado anteriormente, el intervalo de temperatura con amoníaco y amoníaco cáustico es de 850 °C a 1.000 °C, siendo la temperatura óptima 870 °C. Si se utiliza urea, estos límites son más amplios (de 800 °C a 1.100 °C), con una temperatura óptima de 1.000 °C.

El tiempo de retención dentro del intervalo de temperatura necesario varía entre 0,2 y 0,5 segundos. Este periodo del tiempo de contacto es poco estable y, por lo tanto, la relación de amoníaco y óxidos de nitrógeno debe ser más rica en amoníaco que estequiométrica. También es necesario optimizar la relación molar de NH_3 y NO_x . La proporción de eliminación de NO_x mejora si la relación se incrementa, pero, al mismo tiempo, aumenta el escape de amoníaco, que produce más contaminación en las unidades subsiguientes (intercambiadores de calor, conductos de gas de combustión). Para neutralizar estos dos efectos contrarios, se cree que la relación óptima entre el NH_3 y los NO_x debe ser de 1,5 a 2,5.

El equipo necesario para los procesos de RNCS es bastante sencillo de instalar y no ocupa demasiado espacio, incluso si, como suele suceder, es necesario más de un nivel de inyección. El índice de reducción de emisiones de los sistemas de RNCS es moderado, por lo que se pueden utilizar como sistema único en calderas

que generen un nivel bajo de emisiones. También pueden resultar útiles en calderas que dispongan de una técnica de reducción primaria. Sin embargo, no es muy aconsejable instalar este tipo de sistemas en calderas con cargas variables o en las que se empleen combustibles de distintas calidades.

Los costes de construcción dependen del tipo de caldera y de su perfil de funcionamiento. De acuerdo con algunas estimaciones, los costes se sitúan en torno a los 2.500 euros por tonelada de NO_x reducido en calderas de $250 \text{ MW}_{\text{th}}$ que funcionan con carbón durante 4.000 h/año.

3.4.2.3 CUESTIONES DE SEGURIDAD EN EL ALMACENAMIENTO DE AMONÍACO

Las técnicas de RCS y RNCS utilizan amoníaco o urea como agente reductor. La urea se emplea con más frecuencia en centrales de combustión de menos de $50 \text{ MW}_{\text{th}}$ que en grandes aplicaciones de RCS o RNCS. El almacenamiento de urea sólida no acarrea ningún efecto negativo para la salud.

El amoníaco es un gas combustible que se puede almacenar en forma de solución acuosa o en estado líquido a una presión aproximada de 1,7 MPa (17 bar) y a $20 \text{ }^\circ\text{C}$ de temperatura. Esta sustancia puede resultar peligrosa para la salud humana y, por este motivo, el transporte, la manipulación y el almacenamiento de amoníaco deben realizarse con especial atención para que no se produzcan pérdidas. Es necesario instalar sistemas de control para detectar pequeñas concentraciones de amoníaco cerca de la zona de almacenamiento y manipulación. El amoníaco presurizado e hidratado se rige por la Directiva Seveso II 96/82/CE y el reglamento nacional pertinente.

Para evitar el riesgo de corrosión bajo tensión de los recipientes de acero, es necesario realizar un seguimiento continuo de la integridad de los tanques y controles de calidad de las trazas de hidrógeno y oxígeno en el amoníaco líquido suministrado.

3.4.2.4 RENDIMIENTO GENERAL DE LAS MEDIDAS SECUNDARIAS PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE NO_x

Tabla 3.14: Rendimiento general de las medidas secundarias para reducir las emisiones de NO_x

Medida secundaria	Porcentaje general de reducción de los NO_x	Otros parámetros de rendimiento		Notas
		Parámetro	Valor	
Reducción catalítica selectiva (RCS)	80 – 95%	Temperatura de funcionamiento	350 – 450 °C (zona de alto contenido de polvo) 170 – 300 °C (zona de tratamiento final) 280 – 510 °C (turbinas de gas) 200 – 510 °C (motores diésel)	<ul style="list-style-type: none"> el escape de amoníaco aumenta si incrementa la relación NH_3/NO_x y puede causar problemas, como un contenido demasiado elevado de amoníaco en las cenizas volantes. Este problema se puede evitar utilizando un mayor volumen de catalizador o mejorando la mezcla de NH_3 y NO_x en el gas de combustión; la reacción incompleta del NH_3 con los NO_x puede comportar la formación de sulfatos de amonio, que se acumulan en las instalaciones subsiguientes, como el catalizador y el precalentador de aire, además de una mayor cantidad de NH_3 en las aguas residuales de desulfuración del gas de combustión, el agua de limpieza del calentador de aire y una mayor concentración de NH_3 en las cenizas volantes. Esta reacción incompleta es muy poco probable y sólo se produciría si todo el sistema RCS se colapsara; la duración del catalizador es de 6 a 10 años en procesos de combustión con carbón, de 8 a 12 años en procesos de combustión con petróleo y más de 10 años en procesos de combustión con gas; con una limpieza periódica, el catalizador puede tener una vida útil de 40.000 a 80.000 horas de funcionamiento.
		Agente reductor	Amoníaco, urea	
		Relación NH_3/NO_x	0,8 – 1,0	
		Escape de NH_3	<5 mg Nm^3	
		Disponibilidad	>98%	
		Proporción de conversión SO_2/SO_3 con catalizador	1,0 – 1,5% (zona de tratamiento final)	
		Consumo energético como % de la capacidad eléctrica	0,5% para todas las aplicaciones	
		Caída de presión en el catalizador	4 – 10 (102 Pa)	

Tabla 3.14: Rendimiento general de las medidas secundarias para reducir las emisiones de NO_x (continuación)

Medida secundaria	Porcentaje general de reducción de los NO _x	Otros parámetros de rendimiento		Notas
		Parámetro	Valor	
Reducción no catalítica selectiva (RNCS)	30 – 50%	Temperatura de funcionamiento	850 – 1.050 °C	<ul style="list-style-type: none"> • a pesar de que algunos fabricantes indican que el porcentaje de reducción de los NO_x supera el 80%, la experiencia general demuestra que los procesos de RNCS permiten alcanzar una reducción del 30% – 50%, como media de distintas condiciones de funcionamiento. Se puede conseguir una reducción mayor de los NO_x en determinadas calderas con buenas condiciones de funcionamiento, y valores reducidos con malas condiciones de funcionamiento, incluso en centrales existentes [33, Ciemat, 2000]; • los sistemas de RNCS no se pueden utilizar con turbinas de gas debido al tiempo de residencia y el intervalo de temperatura necesarios; • la reacción incompleta del NH₃ con los NO_x puede comportar la formación de sulfatos de amonio, que se acumulan en las instalaciones subsiguientes del proceso, como el calentador de aire, además de una mayor cantidad de NH₃ en las aguas residuales de desulfuración del gas de combustión y en el agua de limpieza del calentador de aire, y una concentración mayor de NH₃ en las cenizas volantes; • los sistemas de RNCS no se pueden utilizar con turbinas de gas o motores.
		Agente reductor	Amoniaco, urea	
		Relación NH ₃ /NO _x	1,5 – 2,5	
		Disponibilidad	>97%	
		Escape de NH ₃	<10 mg Nm ³	
		Consumo energético como % de la capacidad eléctrica	0,1 – 0,3%	
		Tiempo de residencia dentro de un intervalo de temperatura	0,2 – 0,5 segundos	

3.5 Técnicas combinadas para reducir las emisiones de óxidos de azufre y de nitrógeno

Los procesos combinados para eliminar SO_2 y NO_x se han desarrollado con el fin de sustituir los procesos convencionales de DGC/RCS. Algunos de estos procesos sólo se han aplicado en un reducido número de unidades o bien se utilizan casi exclusivamente como instalaciones de muestra y, por razones económicas, todavía no han encontrado un lugar en el mercado. Las técnicas combinadas emplean una única reacción química para eliminar el SO_2 y los NO_x simultáneamente. Se empezaron a desarrollar a raíz de un problema relacionado con la oxidación del SO_2 en el reactor de RCS que presentaban los sistemas convencionales de RCS seguidos por un proceso de DGC. Normalmente, entre un 0,2% y un 2% del SO_2 se oxida en SO_3 . Esta transformación tiene varias consecuencias en el sistema de limpieza del gas de combustión. Por ejemplo, en instalaciones alimentadas con carbón con un bajo contenido en azufre, el SO_3 puede mejorar la eficiencia de eliminación de un PE frío. Sin embargo, lo más habitual es que el SO_3 aumente los sedimentos y la corrosión en el precalentador de aire y en el intercambiador de calor gas-gas.

Los procesos combinados de eliminación de SO_2 y NO_x se pueden dividir en las siguientes categorías:

- adsorción sólida/regeneración (desorción)
- operación catalítica gas/sólido
- irradiación de haces de electrones
- inyección de base
- depuración húmeda.

Muchos de los procesos que se incluyen en estas categorías se encuentran en fase de desarrollo e investigación, mientras que otras técnicas ya están disponibles en el mercado y en funcionamiento en varias centrales.

3.5.1 Adsorción sólida/regeneración

Este tipo de proceso utiliza un sorbente sólido o un catalizador que adsorbe o reacciona con el SO_2 y los NO_x del gas de combustión. El sorbente o catalizador se regenera para poder volver a ser utilizado. En la fase de regeneración, se liberan especies de azufre o nitrógeno del sorbente. Este proceso suele requerir una alta temperatura o gas reductor para que el tiempo de residencia sea suficiente. Las especies de azufre recuperadas se pueden procesar en una unidad Claus para obtener azufre elemental, un subproducto comercializable. Las especies de nitrógeno se descomponen en N_2 y agua mediante la inyección de amoníaco o se reciclan en la caldera. Asimismo, existen otros procesos que forman parte de la absorción sólida/regeneración, como el proceso de carbón activo, NO_xSO , óxido de cobre, óxido de zinc y óxido de magnesio-vermiculita.

3.5.1.1 PROCESO DE CARBÓN ACTIVO

Por su amplia área de superficie específica, desde el siglo XIX el carbón activo se ha utilizado con frecuencia para el tratamiento y limpieza de los efluentes gaseosos y líquidos. Además, la capacidad del carbón activo para absorber SO_2 , oxígeno y agua y producir ácido sulfúrico se conoce desde hace mucho tiempo. Asimismo, si se le añade amoníaco, se pueden eliminar el SO_2 y los NO_x simultáneamente.

Para realizar este proceso, primero se eliminan las partículas del gas de combustión procedente de la caldera que, a continuación, pasa a través del intercambiador de calor, donde se extrae el calor y se regenera el carbón activo que, finalmente, se enfría en un prelavador de agua. El gas entra en la primera fase del lecho de carbón activo (carbón poroso seco) a una temperatura de $90^\circ\text{--}150^\circ\text{C}$. El dióxido de azufre reacciona con el oxígeno y el vapor de agua de los gases de combustión (mediante oxidación catalítica) y forma ácido sulfúrico, que es absorbido en el carbón activo.

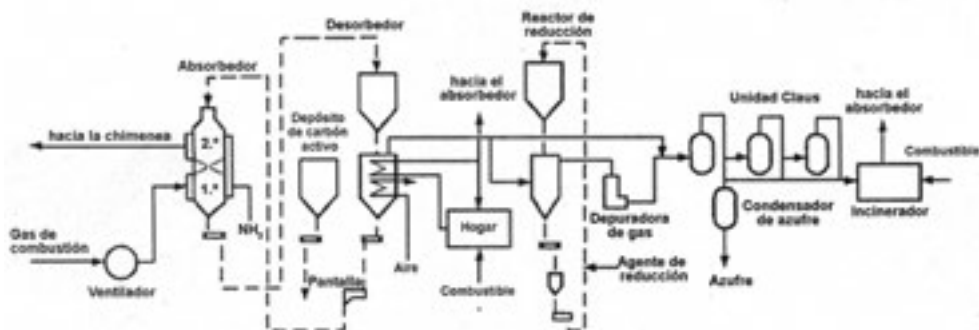
Antes de entrar en el adsorbedor de la segunda fase, los gases de combustión reciben una inyección de amoníaco en una cámara de mezcla. Los óxidos de nitrógeno reaccionan catalíticamente con el amoníaco en la segunda fase y forman gas nitrógeno (N_2) y agua. Los gases de combustión depurados, el nitrógeno liberado y la humedad se eliminan a través de la chimenea. El proceso de reducción se realiza en un adsorbedor, donde los gránulos activados de carbono se transportan desde la parte superior a la inferior en forma de lecho móvil. El gas fluye a través de las capas y entra primero en la parte inferior del lecho.

El carbón activo cargado con azufre pasa al regenerador, donde se produce una desorción térmica mediante calentamiento indirecto con el calor extraído de los gases de combustión, a una temperatura aproximada de $400\text{--}450^\circ\text{C}$. A continuación, se elimina el polvo de carbono y se añaden los gránulos de reposición, antes de volver a reciclarlos en el adsorbedor. Como resultado de la regeneración, el desorbedor genera gas SO_2 enriquecido. Con una unidad Claus o mediante otro proceso, este gas se convierte en azufre elemental o ácido sulfúrico, que se pueden comercializar como subproducto. En la se muestra un diagrama esquemático del proceso de carbón activo.

3.5.1.2 PROCESO NO_xSO

El proceso NO_xSO permite alcanzar unos porcentajes de reducción del SO_2 y los NO_x del 97% y el 70% respectivamente. El gas de combustión se enfría gracias a la evaporación de un chorro de agua que se pulveriza directamente en los conductos. Una vez enfriado, este gas pasa a través de dos adsorbedores con lechos fluidizados paralelos, donde el sorbente elimina el SO_2 y los NO_x de forma simultánea.

Figura 3.33: Proceso de carbón activo [33, Ciemat, 2000]



El sorbente está formado por perlas esféricas de alúmina con una amplia área de superficie impregnada con carbonato sódico. El gas de combustión limpio se conduce a la chimenea y el sorbente utilizado, al calentador de sorbente, que es un lecho fluidizado de tres fases. Durante el proceso de calentamiento, a 600 °C, los NO_x se desorben y se descomponen parcialmente. El aire caliente que contiene los NO_x desorbidos se recicla en la caldera, donde los NO_x se convierten en N_2 y liberan CO_2 o bien H_2O al reaccionar con los radicales libres de la atmósfera reductora de la cámara de combustión. El azufre se recupera del sorbente en un regenerador de lecho móvil, donde los compuestos de azufre del sorbente (principalmente, sulfato de sodio) reaccionan con el gas natural (metano) a altas temperaturas y producen un efluente gaseoso con una elevada concentración de SO_2 y sulfuro de hidrógeno (H_2S). Aproximadamente, un 20% del sulfato de sodio (Na_2SO_4) se reduce a sulfuro de sodio (Na_2S), que, a continuación, se hidroliza en el recipiente de tratamiento de vapor. Tras el regenerador, el gas debe pasar por un reactor de tratamiento de vapor de lecho móvil, después del cual se obtiene un chorro concentrado de H_2S de la reacción del vapor con el Na_2S . Los efluentes gaseosos procedentes del regenerador y del tratamiento de vapor se procesan en una unidad Claus, donde se genera azufre elemental, un subproducto que se puede comercializar. El sorbente se enfría en el refrigerador de sorbente y, a continuación, se recicla en el absorbedor.

3.5.1.3 OTROS PROCESOS DE REGENERACIÓN/ADSORCIÓN SÓLIDA

Existen otros procesos, como los procesos de óxido de cobre y óxido de zinc, que todavía están en fase de desarrollo y, por lo tanto, no se incluyen más detalles en esta parte del documento.

3.5.2 Procesos catalíticos gaseosos/sólidos

Este tipo de proceso se basa en reacciones catalíticas, como la oxidación, la hidrogenación o la RCS, y permite recuperar azufre elemental como subproducto.

Además, no requiere ningún tratamiento de aguas residuales. En esta categoría se incluyen el proceso WSA-SNO_x, el proceso DESONO_x, el proceso SNRB (SO_x-NO_x-RO_x-BO_x), el proceso Parsons de limpieza del gas de combustión y el proceso Lurgi de lecho fluidizado circulante. Actualmente, algunos de estos procesos se están empezando a comercializar.

3.5.2.1 PROCESO WSA-SNO_x

Este proceso utiliza dos catalizadores secuencialmente para eliminar los NO_x con un proceso de RCS y oxidar el SO₂ en SO₃, que posteriormente se condensa en ácido sulfúrico para poderlo comercializar como subproducto. Esta técnica permite eliminar, aproximadamente, un 95% de los óxidos de azufre y de nitrógeno del gas de combustión. Además, no produce aguas ni productos residuales, ni consume ningún producto químico, aparte del amoníaco, que se emplea para controlar los NO_x. En la Figura 3.34 aparece un diagrama de flujo de un proceso WSA-SNO_x instalado en una central energética de 300 MW_e ubicada en Dinamarca y alimentada con carbón.

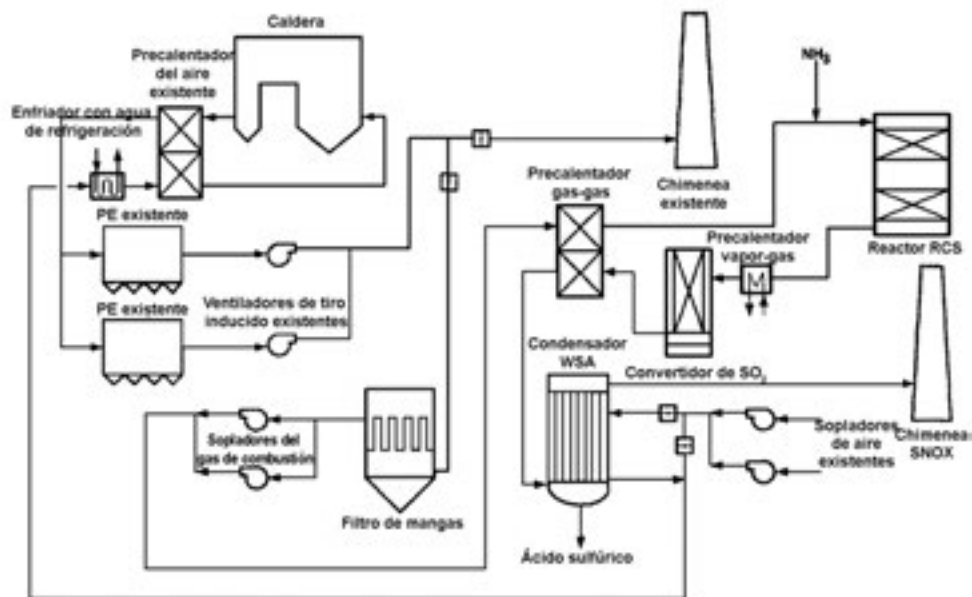
En este caso, el gas de combustión que sale del precalentador de aire se depura en un dispositivo de control de partículas y, a continuación, atraviesa la parte fría del intercambiador de calor gas-gas, que aumenta la temperatura del gas hasta más de 370 °C. Después, se añade una mezcla de amoníaco y aire al gas, y se procede a la RCS, donde los óxidos de nitrógeno son reducidos a N₂ y agua.

Tras pasar por el sistema de RCS, se ajusta ligeramente la temperatura del gas de combustión y se introduce en el convertidor de SO₂, que oxida el SO₂ en trióxido de azufre (SO₃). El gas cargado con SO₃ atraviesa la zona caliente del intercambiador de calor gas-gas, donde se enfría calentando el gas de combustión que entra en el sistema. A continuación, el gas de combustión procesado pasa por un condensador de capa delgada (el condensador WSA), donde se condensa y, después de abandonar la fase gaseosa, se recoge, se enfría y se almacena en tubos de vidrio borosilicato. El aire refrigerado sale del condensador WSA a más de 200 °C y se utiliza como aire de combustión después de absorber más calor en el precalentador de aire.

En este caso, el gas de combustión que sale del precalentador de aire se depura en un dispositivo de control de partículas y, a continuación, atraviesa la parte fría del intercambiador de calor gas-gas, que aumenta la temperatura del gas hasta más de 370 °C. Después, se añade una mezcla de amoníaco y aire al gas, y se procede a la RCS, donde los óxidos de nitrógeno son reducidos a N₂ y agua.

Tras pasar por el sistema de RCS, se ajusta ligeramente la temperatura del gas de combustión y se introduce en el convertidor de SO₂, que oxida el SO₂ en trióxido de azufre (SO₃). El gas cargado con SO₃ atraviesa la zona caliente del intercambiador de calor gas-gas, donde se enfría calentando el gas de combustión que entra en el

Figura 3.34: Proceso WSA-SNO_x [33, Ciemat, 2000]



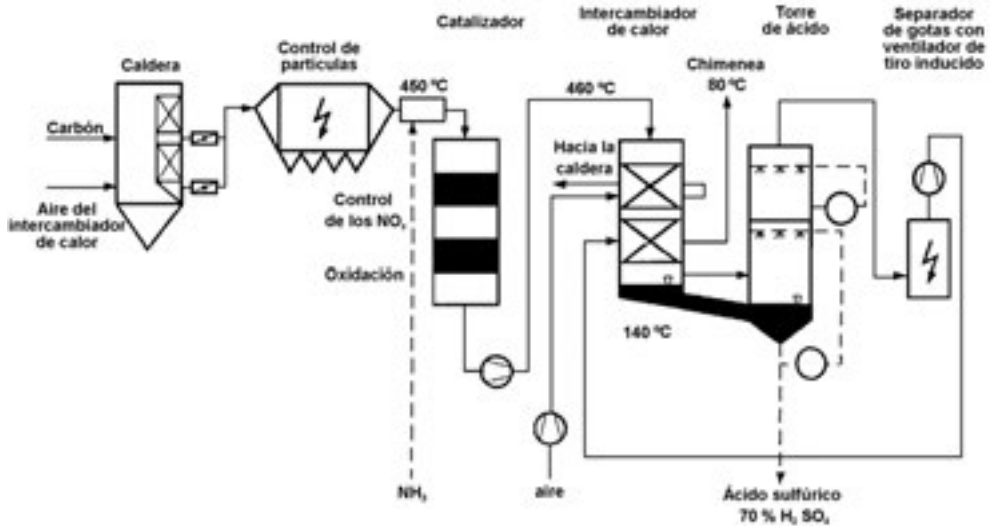
sistema. A continuación, el gas de combustión procesado pasa por un condensador de capa delgada (el condensador WSA), donde se condensa y, después de abandonar la fase gaseosa, se recoge, se enfría y se almacena en tubos de vidrio borosilicato. El aire refrigerado sale del condensador WSA a más de 200 °C y se utiliza como aire de combustión después de absorber más calor en el precalentador de aire.

Este proceso permite recuperar energía térmica de la conversión del SO₂, la hidrólisis del SO₃, la condensación del ácido sulfúrico y la reacción DENO_x. La energía recuperada se utiliza para producir más vapor. Por lo tanto, la disminución absoluta de la eficiencia neta sólo alcanza un 0,2% en una central de 300 MW_e (con carbón con un 1,6% de azufre). Normalmente, cada punto porcentual de azufre en el carbón representa un 1% adicional de vapor producido. Si el carbón contiene entre un 2% y un 3% de azufre, se considera que el consumo energético del proceso WSA-SNO_x queda compensado con el vapor que se genera.

3.5.2.2 PROCESO DESONOX

En un proceso DESONOX (Figura 3.35), los gases de combustión pasan primero a través de un PE, que elimina las partículas y, a continuación, reciben una inyección de amoníaco y sufren una RCS. Para enfriar estos gases, se emplean para precalentar el aire de combustión y recalentar los gases de combustión totalmente depurados antes de liberarlos a la atmósfera. De esta manera, la temperatura del gas de combustión se reduce, aproximadamente, hasta los 140 °C, factor que permite la oxidación catalítica del SO₂ en SO₃ y su subsiguiente condensación en

Figura 3.35: Proceso DESONOX [33, Ciemat, 2000]



forma de ácido sulfúrico (70%). La última fase tiene lugar en una torre de ácido recirculante. Finalmente, los gases de combustión se transfieren a un precipitador electrostático húmedo y se recalientan antes de ser liberados a la atmósfera.

3.5.2.3 PROCESO SNRB

Durante el proceso SO_x - NO_x - RO_x - BO_x (SNRB), se inyecta un sorbente seco, como cal o bicarbonato sódico, al gas de combustión antes de que atraviese un filtro concebido específicamente para este sistema. Este proceso combina la eliminación de SO_2 , NO_x y partículas en una sola unidad: un filtro de tela o de cerámica catalítica de alta temperatura. Esta técnica requiere menos espacio que las tecnologías convencionales para limpiar los gases de combustión, y el porcentaje de eliminación alcanza un 90% en el caso del SO_2 y los NO_x y hasta un 99% en el caso de las partículas. Sin embargo, todavía no hay información disponible que indique si este proceso se utiliza en las grandes instalaciones de combustión. Por lo tanto, en este documento no se incluye información detallada sobre el funcionamiento general del proceso SNRB.

3.5.2.4 PROCESOS CATALÍTICOS GASEOSOS/SÓLIDOS EMERGENTES

Existen otros procesos que, actualmente, se encuentran en fase de desarrollo, como el proceso Parsons de limpieza del gas de combustión y el proceso Lurgi de lecho fluidizado circulante. Estos procesos sólo han sido instalados en centrales piloto y, por lo tanto, no se incluyen en esta parte del documento.

3.5.3 Irradiación de haces de electrones

Este proceso expone al gas de combustión a un flujo de electrones de elevado contenido energético con amoníaco para generar partículas (sulfato de amonio o nitratos) que, posteriormente, serán capturadas en un PE o filtro de mangas. El gas de combustión atraviesa el refrigerante pulverizado y el intercambiador de calor, con una temperatura establecida (65 – 90 °C) y unos niveles de humedad determinados. En el reactor de haces de electrones, el gas de combustión es irradiado con un haz de electrones de elevado contenido energético en presencia de una cantidad casi estequiométrica de amoníaco, añadido antes de que el gas de combustión llegara al reactor. En la zona de irradiación, los electrones de elevado nivel energético inducen a los compuestos de nitrógeno, oxígeno y agua del gas de combustión a formar radicales e iones. Estas especies pueden promover reacciones de oxidación con el SO₂ y los NO_x y generar ácido sulfúrico y ácido nítrico, respectivamente. Estos ácidos se neutralizan con amoníaco, mientras que las partículas de sal de amoníaco se eliminan del gas de combustión con un dispositivo de control de partículas. El subproducto resultante se puede comercializar como fertilizante para la agricultura.

Los procesos pueden variar según el método de exposición del gas de combustión al haz de energía y el equipo de control utilizado para formar y capturar las partículas. Se trata de un único proceso combinado de eliminación de SO₂/NO_x en el cual tanto el SO₂ como los NO_x se convierten en subproductos útiles, mientras que, en otros procesos, los NO_x se transforman en N₂ y agua. No obstante, hasta el momento estos sistemas sólo han sido probados en centrales piloto y, por lo tanto, no hay información disponible sobre su funcionamiento general. Por este motivo, en esta parte del documento no se incluye información más detallada sobre este proceso.

3.5.4 Inyección de bases

Este proceso consiste en una inyección directa de uno o más sorbentes secos, como el bicarbonato sódico, en el flujo del gas de combustión. Algunas pruebas han demostrado que la inyección de bases en el hogar, los conductos o los sistemas de depuración mediante secadores atomizadores permite eliminar el SO₂ y los NO_x simultáneamente. A pesar de que estos procesos pueden reducir los NO_x de forma significativa, todavía no se conoce completamente el mecanismo que causa esta reducción. Actualmente, se ha alcanzado un 90% de reducción de los NO_x, dependiendo de algunos factores, como la relación de SO₂ por NO_x en los gases de combustión, la temperatura de reacción, la granulometría del sorbente y el tiempo de residencia. Uno de los problemas que presenta esta técnica es el color marrón-anaranjado del gas de combustión, que se debe a las elevadas concentraciones de NO₂. Este proceso todavía se encuentra en fase de pruebas y, por lo tanto, no se incluye información más detallada sobre su funcionamiento en este documento.

3.5.5 Depuración húmeda con aditivos para eliminar los NO_x

En general, estos procesos se basan en las técnicas existentes de depuración húmeda para la eliminación de SO_2 (caliza o suspensiones acuosas de cal) junto con aditivos, que se emplean para eliminar los NO_x . Los aditivos como el Fe(II) , el EDTA y el fósforo amarillo han demostrado alcanzar eficiencias variables de eliminación de los NO_x en el laboratorio o en centrales piloto. En aplicaciones comerciales, se han puesto en funcionamiento unas 10 instalaciones de eliminación húmeda combinada de SO_2/NO_x , con una capacidad por unidad de 10.000 a 200.000 m^3/h . Estos procesos emplean ClO_2 u O_3 como agente oxidante, que se añade al gas antes de la depuración húmeda con sodio, para eliminar entre un 30% y un 80% de los NO_x y más de un 90% del SO_2 . Asimismo, si se utiliza NaClO como aditivo con este tipo de depuración, se puede eliminar más de un 95% del mercurio. Estos procesos no son aconsejables para tratar grandes volúmenes de gas, debido al elevado coste del agente de oxidación y los problemas de eliminación de las aguas residuales, que contienen nitrito y nitrato. No disponemos de información que indique si este proceso se utiliza en grandes instalaciones de combustión. Por lo tanto, en este documento no se incluye información sobre el funcionamiento general de esta técnica.

3.5.6 Rendimiento general de las técnicas combinadas para reducir el SO₂ y los NO_x

Tabla 3.15: Rendimiento general de diferentes técnicas de inyección de sorbente para reducir las emisiones de óxido de azufre/óxidos de nitrógeno

Técnicas	Porcentaje general de reducción de SO ₂ /NO _x	Otros parámetros de rendimiento		Notas
		Parámetro	Valor	
Proceso de carbón activo	98%/60 – 80%	Temperatura de funcionamiento	90 – 150 °C	<ul style="list-style-type: none"> el proceso de carbón activo también posee un potencial considerable para eliminar el SO₃ y las sustancias tóxicas para la atmósfera, como el mercurio y las dioxinas; solo genera pequeñas cantidades de aguas residuales, procedentes de la predepuración; se han instalado varios sistemas con aplicaciones comerciales, principalmente, en Japón; este proceso permite limpiar los gases de combustión de diferentes tipos de combustible, como el carbón y el petróleo.
		Reactivo	Carbón activo/amoniaco	
		Fiabilidad	98%	
		Otras sustancias eliminadas	HCl, HF, dioxinas	
		Consumo energético como % de la capacidad eléctrica	1,2 – 3,3%	
Proceso NO _x SO	97%/70% (anticipado)	Subproductos	Azufre elemental o ácido sulfúrico	<ul style="list-style-type: none"> el proceso NO_xSO se encuentra en fase de investigación y está previsto que se someta a pruebas en un ciclón de 108 MW_e de una central situada en EE. UU., dentro del programa US DOE CCT-3 [33, Ciemat, 2000].
		Reactivos	Perlas de alúmina impregnadas con carbonato sódico	
		Fiabilidad		
		Consumo energético como % de la capacidad eléctrica	4%	
		Reactivo	Amoniaco	
Proceso WSA-SNO _x	95%/95%	Fiabilidad		<ul style="list-style-type: none"> emite una cantidad de partículas muy reducida (menos de 5 mg/m³).
		Consumo energético como % de la capacidad eléctrica	0,2%	
		Reactivo	Amoniaco	
		Fiabilidad		
		Consumo energético como % de la capacidad eléctrica		
Proceso DESO-NOX	95%/95%	Reactivo	Amoniaco	<ul style="list-style-type: none"> el PF que se utiliza para eliminar aerosoles de ácido sulfúrico genera aguas residuales; en teoría, este proceso permite producir SO₂ líquido, ácido sulfúrico y azufre elemental, pero, hasta la fecha, las centrales que emplean esta técnica sólo han producido ácido sulfúrico.
		Fiabilidad	96 – 98%	
		Consumo energético como % de la capacidad eléctrica	2,0%	
		Reactivo		
		Consumo energético como % de la capacidad eléctrica		

3.6 Técnicas para reducir las emisiones metálicas (metales pesados)

Durante la combustión, los metales (más conocidos como metales pesados) que contienen la mayoría de combustibles sólidos son liberados y, algunos de ellos pueden llegar a la atmósfera integrados en partículas o en forma de vapor. Los metales más peligrosos que pueden liberar los combustibles fósiles son los siguientes: As, B, Cd, Cr, Cu, Hg, Mo, Ni, Pb, Se, V y Zn. Algunos de estos elementos metálicos resultan muy tóxicos, en especial, cuando están presentes en cantidades relevantes.

Los metales se dividen en distintos flujos de salida aunque, principalmente, se encuentran en los residuos de la combustión, como las cenizas volantes. Sin embargo, también pueden estar presentes en el gas de combustión que se introduce en los dispositivos de control de contaminación de final del proceso (Figura 3.36). Para generar energía son necesarias grandes cantidades de combustible y, por lo tanto, existe el riesgo de que elevadas cantidades de metales pesados potencialmente peligrosos se liberen al medio ambiente. La mayoría de elementos metálicos se adhieren a las partículas. Los elementos volátiles se condensan preferentemente en la superficie de pequeñas partículas de los flujos del gas de combustión, que poseen una mayor área de superficie. El Hg es un metal muy tóxico, que los dispositivos de control del gas de combustión no pueden capturar, y que se produce en algunas fracciones de residuos que se cocombustionan en centrales energéticas o bien se genera con la combustión de carbón de baja calidad. En su mayor parte, el Hg se emite en forma gaseosa (véase la Figura 3.35).

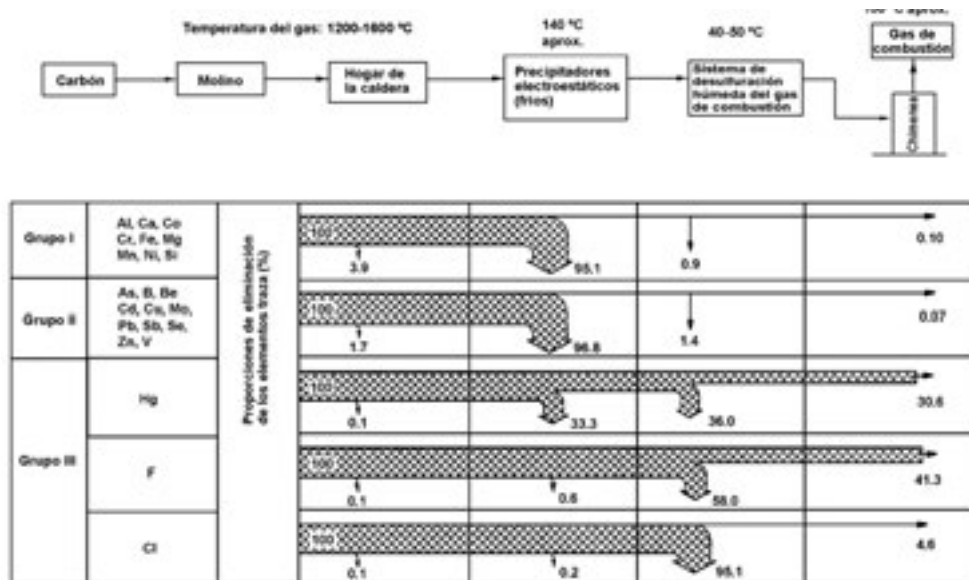
El mejor método para obtener información, sobre los valores de emisión y el comportamiento de los metales pesados durante la combustión y la limpieza del gas de combustión, consiste en realizar un balance de masa en toda la instalación de combustión (Figura 3.36). Se han realizado investigaciones sobre el balance de masa de los metales pesados en varios tipos de grandes centrales energéticas alimentadas con carbón y lignito [127, Clarke y Sloss, 1992], [129, Maier et ál., 1992], [130, Rentz et ál., 1996], [131, Rentz y Martel, 1998].

Las partículas finamente molidas que entran a la cámara de combustión están enriquecidas con elementos metálicos volátiles y, por lo tanto, la emisión de estos elementos depende más de la eficiencia del sistema de depuración del gas que del método de conversión del combustible.

Se han desarrollado varias tecnologías de control de metales pesados que, teóricamente, permiten eliminar un gran porcentaje de ciertos metales del gas de combustión. Estos sistemas se pueden dividir en dos categorías:

- técnicas que se utilizan generalmente para eliminar partículas, SO_x o NO_x de las emisiones;

Figura 3.36: Balance de masa de metales pesados, fluoruro y cloruro en centrales de combustión alimentadas con carbón



- técnicas que se han creado expresamente para eliminar elementos traza del gas de combustión.

3.6.1 Control de las emisiones de mercurio (Hg)

3.6.1.1 MEDIDAS PRIMARIAS PARA REDUCIR EL CONTENIDO DE HG DEL COMBUSTIBLE SÓLIDO

La limpieza del combustible (principalmente, del carbón) es una de las opciones que existen para eliminar el mercurio del combustible antes de su combustión. Hay tres procesos de limpieza principales que se basan en el principio de que el carbón es menos denso que el azufre pirítico, la roca, la arcilla y otras impurezas que producen cenizas y se encuentran mezcladas o forman parte del combustible. Los dispositivos mecánicos que emplean corrientes pulsátiles de agua o de aire pueden estratificar y eliminar físicamente las impurezas. En algunos casos, la fuerza centrífuga se combina con corrientes de agua y aire para separar las impurezas del carbón. Otro método consiste en emplear un medio denso para el lavado, normalmente, soluciones líquidas pesadas de magnetita (partículas de óxido de hierro finamente molidas), para separar el carbón de las impurezas. Asimismo, cuando el carbón es de tamaño más reducido se puede limpiar mediante flotación por espuma. Esta técnica se distingue de las demás porque se centra menos en la gravedad y más en la separación química [168, US EPA, 1997].

3.6.1.2 TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO DEL GAS DE COMBUSTIÓN PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE MERCURIO

A una temperatura típica para el funcionamiento del dispositivo de control de la contaminación atmosférica, la mayoría de metales poseen una presión de vapor suficientemente baja para poder condensarse en partículas. Sin embargo, a una temperatura típica para el funcionamiento del dispositivo de control, el mercurio posee una elevada presión de vapor y, por lo tanto, la captura de este elemento con dispositivos de control de partículas es extremadamente variable. Los factores más importantes para el control del mercurio en las calderas de centrales electrotérmicas son el volumen de gas de combustión, la temperatura y el contenido de cloruro del gas de combustión, la concentración de mercurio y la forma química del mercurio que se emite. Las especies químicas del mercurio que emiten las calderas de centrales electrotérmicas varían significativamente según la instalación, y la efectividad de la eliminación de este elemento depende de las especies de mercurio que estén presentes en el gas.

Existen algunos factores que pueden mejorar el control de mercurio, como una baja temperatura en el dispositivo de control (menos de 150 °C), la presencia de un sorbente de mercurio efectivo y la aplicación de un método para recoger el sorbente. En general, un alto contenido de carbono en las cenizas volantes contribuye a la absorción del mercurio en las partículas que, a continuación, se pueden eliminar con un dispositivo de control de partículas. Asimismo, la presencia de cloruro de hidrógeno (HCl) en el flujo de gas de combustión puede contribuir a la formación de cloruro de mercurio, sustancia que absorben rápidamente las partículas que contienen carbono. No obstante, el dióxido de azufre (SO₂) del gas de combustión puede actuar como agente reductor y convertir el mercurio oxidado en mercurio elemental, que resulta más difícil de capturar.

Las tecnologías de control concebidas para reducir los elementos contaminantes que no sean mercurio, como los gases ácidos y las partículas, presentan distintos niveles de eficiencia de eliminación del mercurio, pero, en general, no proporcionan una eficiencia de reducción superior al 50% (a excepción de la eliminación de cloruro de mercurio con depuración húmeda, que permite obtener eficiencias elevadas).

En Alemania, se han conseguido resultados satisfactorios de control de mercurio con lechos de filtro de carbono en calderas de centrales electrotérmicas e incineradores de residuos municipales. La inyección de carbón activo en el gas de combustión se ha aplicado a los lodos de las aguas residuales de grandes instalaciones de cocombustión, donde se ha alcanzado una reducción de mercurio del 85%. Sin embargo, hay que tener en cuenta que la inyección de carbón activo en el gas de combustión utilizada para controlar el mercurio aumenta la cantidad de partículas por eliminar [168, US EPA, 1997].

3.6.2 Reducción de las emisiones de metales en los sistemas de control de partículas

Los precipitadores electrostáticos y los filtros de tela se utilizan habitualmente para eliminar las partículas del gas de combustión generado por las centrales de combustión que emplean combustibles sólidos o líquidos. Estos sistemas pueden ofrecer una eficiencia global >99,9%. Sin embargo, esta eficiencia disminuye si el tamaño de las partículas es menor, como en el caso de las partículas enriquecidas con elementos metálicos.

Los filtros de tela poseen una eficiencia global de eliminación de partículas similar a la de los PE (superior al 99,9%) pero resultan más eficaces a la hora de controlar las partículas finas y son menos sensibles a la carga de las partículas y las características de las cenizas volantes. Además, la eficiencia de captación se puede aumentar acondicionando el gas de combustión con pequeñas cantidades de aditivos que se añaden al flujo de gas antes de que atraviese los filtros.

Algunos elementos pueden permanecer en la fase gaseosa hasta que la temperatura de los gases de combustión disminuya y se pueda producir la condensación. Cuando los gases de combustión atraviesan los filtros de tela ya están suficientemente fríos para que se produzca cierta condensación del Hg, similar a la parte fría de los PE. Se calcula que en las centrales energéticas que dispongan de filtros de tela se puede conseguir una eficiencia media aproximada de eliminación del Hg del 40%. Sin embargo, esta eficiencia depende en gran medida de las propiedades del combustible (por ejemplo, el contenido de Cl).

3.6.3 Reducción de las emisiones metálicas en sistemas de DGC

Los sistemas de DGC con depuración húmeda son un método efectivo para reducir las emisiones de determinados metales. Ello se debe, fundamentalmente, a que la temperatura del gas de combustión se reduce a unos 50 – 60 °C cuando pasa a través del absorbedor, lo que permite que muchos de los metales volátiles se condensen después de la fase de vapor y, de esta forma, puedan ser eliminados del gas de combustión. Los metales condensados se transfieren, principalmente, a las aguas residuales del sistema de DGC húmeda.

Varios estudios indican que la eficiencia de eliminación de metales del gas de combustión alcanza un 30% – 50% en el caso del Hg y un 60 % 75% en el caso del Se. No obstante, la cal que se emplea en algunos sistemas puede resultar una fuente importante de As, Cd, Pb, y Zn, y, por lo tanto, las concentraciones de estos elementos podrían incluso aumentar después del proceso de DGC. Las emisiones procedentes de la depuración dependen del proceso en concreto y de las condiciones de funcionamiento.

Por ejemplo, en un incinerador de residuos ubicado en Japón se alcanzó una eficiencia media de eliminación de Hg del 96,6% añadiendo aditivos de hipoclorito de sodio al gas de combustión. El hipoclorito de sodio estabiliza el Hg en el gas de combustión y, de esta forma, se puede capturar posteriormente en el agua de depuración. A continuación, el Hg se elimina de la corriente de aguas residuales mediante procesos de reducción, volatilización, condensación y separación del Hg.

La eficiencia global de eliminación del Hg de distintos sistemas de **depuración seca con pulverización** varía entre un 35% y un 85%. Estos sistemas disponen de un dispositivo de control de partículas situado antes del lavador seco con pulverización, y ofrecen un alto nivel de retención de metales porque gran parte de estos elementos (incluidas las especies volátiles) se eliminan antes de llegar a la unidad de DGC. Los sistemas de depuración seca con pulverización colocados después de los filtros de tela permiten alcanzar unas eficiencias superiores de eliminación de partículas, en especial, cuando se trata de partículas finas. Por lo tanto, estos sistemas también pueden proporcionar una eficiencia de eliminación de metales más elevada. Las centrales con dispositivos de control de partículas instalados antes del lavador seco con pulverizador presentan una eficiencia de eliminación de hasta el 70% antes de que el gas entre a la unidad de DGC.

En EE. UU., se ha utilizado la tecnología de carbón activo para conseguir eliminar un mayor porcentaje de Hg en precipitadores electrostáticos/sistemas de depuración seca con pulverización. Las pruebas muestran un aumento en la eficiencia de eliminación del Hg del 27% al 78% con una temperatura de salida de 140 °C, y del 66% al 86% con una temperatura de salida de 110 °C. Con filtros de tela/sistemas de depuración seca con pulverización se consiguieron unos resultados similares: una mejora en la eficiencia de eliminación del Hg del 69%, sin aditivos, y del 91 – 95%, con aditivos. Actualmente, esta tecnología se aplica en un incinerador de residuos de Suiza.

También es posible reducir las emisiones de Hg con aditivos en otros sistemas de DGC, como los sistemas de inyección secos. Por lo que se refiere al aditivo, se puede añadir, por ejemplo, Sorbalit, que es un sorbente compuesto de hidróxido de calcio y varios constituyentes orgánicos e inorgánicos.

3.6.4 Reducción de las emisiones de metales en los sistemas de control de NO_x

Los quemadores con baja emisión de NO_x no parecen ejercer ninguna influencia en el comportamiento de los metales durante la combustión. Las emisiones de metales pueden aumentar si se utilizan sistemas de limpieza catalíticos (RCS), que inyectan elementos químicos en los gases de combustión. Sin embargo, la mayoría de sistemas de control de NO_x no parecen ni reducir ni aumentar las emisiones de metales.

3.6.5 Reducción de las emisiones metálicas con sistemas concebidos especialmente para la eliminación de metales

Existen algunos sistemas que han sido desarrollados expresamente para reducir la presencia de determinados metales en los flujos de gas de combustión, en su mayoría, el Hg y otros metales tóxicos (como el As, el Cd y el Pb) de las emisiones de incineradores de residuos. Estos sistemas incluyen filtros de selenio, filtros con carbón activo y varios sorbentes. En este apartado sólo se explicarán brevemente.

Se han investigado varios sorbentes, como el sílice, la bauxita (alúmina), la caolinita, el caolín y la cal, por su capacidad de eliminar metales del gas de combustión. Para ver una lista más detallada de estas sustancias, así como de otros posibles sorbentes, consulte [33, Ciemat, 2000]. No obstante, hay que tener en cuenta que la aplicación práctica de algunos de estos procesos en las grandes centrales energéticas es limitada, debido a las bajas temperaturas de funcionamiento, los efectos nocivos secundarios y el elevado coste que comportan algunos de estos sorbentes.

También se han desarrollado sistemas de filtros con **coque o carbón activo**, que se utilizan para eliminar metales como el Cd, el Hg y el Pb de los gases de combustión. En [33, Ciemat, 2000] se incluye más información sobre los sistemas con filtros de coque de lignito y catalizador que, además de la eliminar el gas ácido, también absorben los elementos metálicos. Las pruebas realizadas en un sistema piloto adjunto a un incinerador de residuos municipal indican que el coque de lignito permite eliminar casi todo el Hg de los gases de combustión.

Las pruebas experimentales demuestran que si se añade carbón activo al flujo de gas de combustión se puede reducir la concentración de Hg metálico. Según dichas pruebas, el carbono capturado después de que el gas atravesara el filtro de tela contenía entre 40 y 60 ppm de Hg, que equivale a un 13% – 20% del Hg del gas de combustión.

Para eliminar el vapor de Hg de los gases de combustión se han empleado **adsorbentes impregnados con azufre** en lechos fijos. Los resultados de los experimentos demuestran que si se utiliza alúmina y zeolita activadas e impregnadas con azufre la capacidad de adsorción aumenta en varios órdenes de magnitud. A pesar de que los sorbentes poseen una elevada capacidad de adsorción de Hg, no eliminan totalmente este elemento (ya que la concentración en el canal de salida de los gases que pasan a través de los filtros es superior a cero, incluso al principio del punto de salida del gas). Por otra parte, también se pueden obtener concentraciones muy reducidas de Hg en los gases de combustión utilizando un lecho de alúmina y zeolita activas impregnado con azufre, seguido de un segundo lecho con adsorbentes de carbón activo impregnados con azufre.

Existe un sistema para eliminar el Hg con un **filtro impregnado con selenio** que se puede aplicar en los conductos de salida situados después de los lavadores en instalaciones existentes. Este sistema se basa en la elevada afinidad que existe entre el Hg y el Se, gracias a la cual se combinan para formar seleniuro de mercurio (HgSe), un compuesto muy estable. Los filtros usados se pueden enviar al fabricante para solicitar la recarga.

En el futuro, estos nuevos sistemas de eliminación de los elementos metálicos podrían convertirse en un importante método para reducir las emisiones de metales. Sin embargo, hoy en día, la mayoría de procesos no están disponibles en el mercado o parecen más indicados para controlar las emisiones de los incineradores de residuos. Por lo tanto, será necesario continuar investigando para evaluar la aplicación de estos sistemas en las grandes instalaciones de combustión.

3.7 Técnicas para reducir las emisiones de CO e hidrocarburos sin quemar

Las emisiones de gases sin quemar, que se pueden dividir en dos grupos principales: el monóxido de carbono (CO) y los hidrocarburos (C_xH_y), se pueden reducir con técnicas de combustión avanzadas. Las emisiones de CO y de hidrocarburos sin quemar son la consecuencia de una combustión incompleta, causada por temperaturas de combustión demasiado bajas, un tiempo de residencia demasiado corto en la zona de combustión o bien una mezcla inadecuada del combustible y el aire de combustión, que dejaría algunas zonas con deficiencia de oxígeno.

El monóxido de carbono es el gas más importante de esta categoría, ya que se trata de un compuesto estable incluso a altas temperaturas y sin presencia de oxígeno. Por otro lado, los hidrocarburos se pueden descomponer y formar hollín a altas temperaturas y en una atmósfera pobre en oxígeno. En general, se puede afirmar que las emisiones de hidrocarburos sin quemar se generan cuando se producen dos circunstancias al mismo tiempo: una baja temperatura en la zona de combustión y una mezcla inadecuada de combustible y aire de combustión. Sin embargo, estas condiciones no son frecuentes en los grandes hogares modernos.

En general, las emisiones de CO se pueden mantener por debajo de los 50 mg/Nm^3 si la combustión está bien controlada. Las emisiones de hidrocarburos en las calderas de las centrales energéticas modernas resultan insignificantes y, normalmente, no alcanzan los 5 mg/Nm^3 . Las técnicas y figuras relativas a las emisiones procedentes de turbinas de gas y motores alternativos se describen en los capítulos específicos para cada combustible (líquidos/gaseosos).

La emisión de gases sin quemar depende de distintos parámetros. Normalmente, las emisiones elevadas de gases sin quemar se deben a problemas en el control

de la relación combustible/aire en el hogar, o bien a una calidad de combustible poco homogénea (como es el caso de los residuos o la biomasa). Los carbones con baja reactividad y contenido volátil (antracitas) tienden a producir mayores emisiones de gases sin quemar. Otro factor que puede contribuir a aumentar estas emisiones es la baja temperatura de combustión, causada por un combustible de baja calidad, una carga parcial o el mal funcionamiento del quemador.

Algunas medidas para reducir las emisiones de NO_x , como la combustión con reducción del exceso de aire o el aire por fases, pueden aumentar las emisiones de gases sin quemar. En estos casos resulta fundamental conseguir una mezcla eficiente de aire y combustible en el sistema de combustión. Asimismo, la reducción de los NO_x con un método de RNCS también puede aumentar las emisiones de CO. Estas emisiones se pueden reducir si se incrementa el suministro de caliza en las calderas de combustión en lecho fluidizado.

Como sucede con los sistemas de reducción de NO_x , resulta imposible separar los costes de estas medidas del coste total de inversión. Si una central energética presenta problemas de emisión de gases sin quemar, es necesario estudiar el caso de forma individual y determinar los posibles gastos a partir de una evaluación de viabilidad.

3.8 Técnicas para reducir las emisiones de halógenos

La naturaleza y, en particular, el mar, representan la mayor fuente de cloro, bromo y yodo de la atmósfera. Por otro lado, las actividades humanas y, especialmente, las actividades industriales, como la producción de aluminio, son la mayor fuente de emisiones de flúor del mundo. En muchos países, la combustión de combustibles fósiles representa la mayor fuente de emisiones de cloro (como HCl) procedente de actividades humanas, y también puede resultar una fuente importante de emisiones de flúor (como HF). Las emisiones de halógenos que provienen de la combustión se producen en forma de gases ácidos altamente solubles que pueden contribuir a la formación de lluvia ácida.

Las emisiones de halógenos dependen de distintos factores, como el contenido inicial de halógeno en el combustible y la forma en que está presente, las condiciones de combustión (temperatura, tiempo de residencia, etc.) y el uso de distintas tecnologías de control de la contaminación. Las tecnologías y procesos concebidos, por ejemplo, para controlar las emisiones de SO_x , como el suministro de caliza en la caldera y el proceso de DGC, pueden resultar especialmente efectivos para reducir las emisiones de los gases ácidos de halógeno. Si se utilizan intercambiadores de calor de gas rotativos, el porcentaje de HF después de los sistemas de DGC se sitúa alrededor del 50%.

En este apartado se analizará la eficiencia de eliminación de halógenos de varias tecnologías de control de la contaminación instaladas, sobre todo, en grandes instalaciones de combustión (equipos de control de partículas y azufre).

3.8.1 Reducción de las emisiones de halógenos en sistemas de control de partículas

A pesar de la poca información disponible sobre el control de halógenos mediante PE y filtros de tela, si se toma en consideración la naturaleza de los gases, es probable que no surtan efecto o tengan un efecto muy reducido si no se utiliza un sorbente. No obstante, si se añade un sorbente, como la cal, a la zona de combustión, los halógenos se adhieren al sorbente o a las partículas, que posteriormente se pueden capturar en sistemas de filtrado. La inyección de sorbente seco en el hogar proporciona una reducción limitada del HCl, ya que, a altas temperaturas, cuando se reduce el SO₂, el sorbente libera HCl.

3.8.2 Reducción de las emisiones de halógenos en sistemas de DGC

En los sistemas de DGC húmeda, los gases de combustión pasan por una fase inicial de depuración en los prelavadores, que evita la posible acumulación de cloruros en el bucle de circulación del absorbedor de la unidad de DGC. El prelavador captura la mayor parte de cenizas volantes y gases solubles, como el HCl y el HF, y los efluentes se eliminan a través de una central de tratamiento de aguas residuales.

La eficiencia de eliminación de las emisiones de halógenos en centrales de combustión que emplean un sistema de DGC varía enormemente. La eficiencia de eliminación del cloro (HCl) alcanza entre un 87% y un 97%, la del flúor (HF), de un 43% a un 97%, la del bromo, de un 85% a un 96% y la del yodo, de un 41% a un 97%.

Uno de los sistemas de DGC seca que más se utiliza en calderas de centrales electrotérmicas y calderas industriales son los secadores atomizadores. El gas de combustión entra en contacto con cal hidratada o una solución de carbonato sódico atomizadas. A continuación, debido a su alta temperatura, el gas de combustión seca las gotitas y precipita las sustancias químicas disueltas que, posteriormente, se capturan junto con las cenizas volantes restantes de la caldera en un filtro de mangas o PE. De acuerdo con [33, Ciemat, 2000], las eficiencias de eliminación del cloro y el flúor en sistemas de DGC seca son equivalentes a las que se obtienen con sistemas de DGC húmeda.

3.8.3 Reducción de las emisiones de halógenos en sistemas de control de NO_x

Los sistemas de RCS y RNCS están diseñados para eliminar los NO_x de los gases de combustión. En la RNCS, el amoníaco que se emplea para reducir los NO_x puede reaccionar con el HCl de las cenizas volantes y formar cloruro de amonio. Si se utilizan un PE u otros sistemas de control de partículas, el amoníaco seguirá reaccionando con los HCl en el gas de combustión pero la acidez del HCl se podrá neutralizar eficazmente. El cloruro de amonio en los penachos puede comportar problemas de formación de penachos visibles.

3.9 Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en grandes centrales de combustión

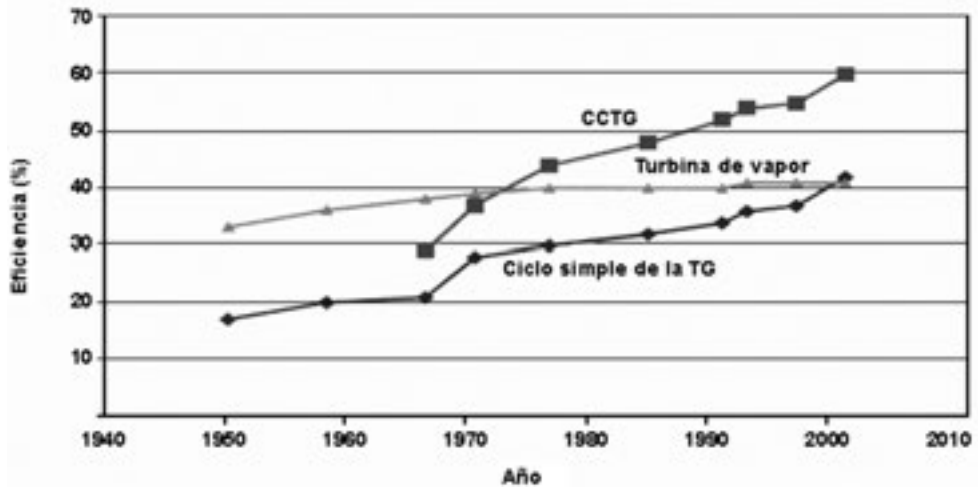
Durante los últimos años se han estudiado varios métodos, procesos y tecnologías para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de grandes instalaciones de combustión que emplean combustibles fósiles y, especialmente, las emisiones de CO₂. En este apartado se analizan de forma resumida las medidas disponibles y se mencionan las técnicas que se pueden aplicar hoy en día en las centrales energéticas convencionales. Existen dos opciones principales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de las grandes instalaciones de combustión: la primera consiste en evitar las emisiones de CO₂ aumentando la eficiencia del proceso de combustión, el uso y la conservación de la energía. La segunda opción incluye el control de las emisiones de CO₂ mediante la separación y la eliminación del gas de combustión, una técnica que se encuentra en una etapa muy temprana y, por lo tanto, todavía no se aplica en grandes instalaciones de combustión.

3.9.1 Reducción de las emisiones de dióxido de carbono aumentando la eficiencia térmica

Actualmente, se están desarrollando nuevas tecnologías para mejorar la eficiencia térmica de las instalaciones de combustión. Esto se debe a motivos económicos y ecológicos, como la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Estas tecnologías incluyen mejoras en las tecnologías tradicionales de generación de energía, así como tecnologías más avanzadas y novedosas, como los ciclos combinados de turbinas de gas (CCTG). Gracias al progreso tecnológico, la eficiencia de las tecnologías de generación de energía ha ido mejorado constantemente, como se observa en la Figura 3.37.

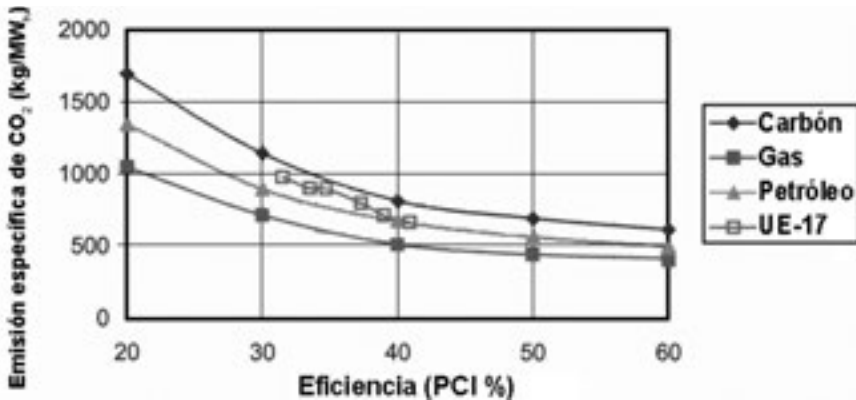
En la Figura 3.38 se muestra la relación entre la eficiencia y las emisiones de CO₂ en distintos sistemas de generación de energía. La verticalidad de las curvas se corresponde con los diversos combustibles utilizados en las grandes instala-

Figura 3.37: Aumento de la eficiencia de las tecnologías de generación de energía durante los últimos 50 años [105, Steen, 2001]



ciones de combustión y muestra su contenido en carbono. La reducción de emisiones de CO₂ en relación con el incremento de eficiencia se puede calcular mediante la inclinación de la tangente respecto a las curvas. Como regla práctica, un aumento de eficiencia del 40% al 41% en una central energética que utilice gas como combustible reduce las emisiones de CO₂ un 2,5%, aproximadamente. En una central de 500 MW con un factor de carga del 85%, este porcentaje se traduce en una reducción de las emisiones de CO₂ de 37.000 t/año².

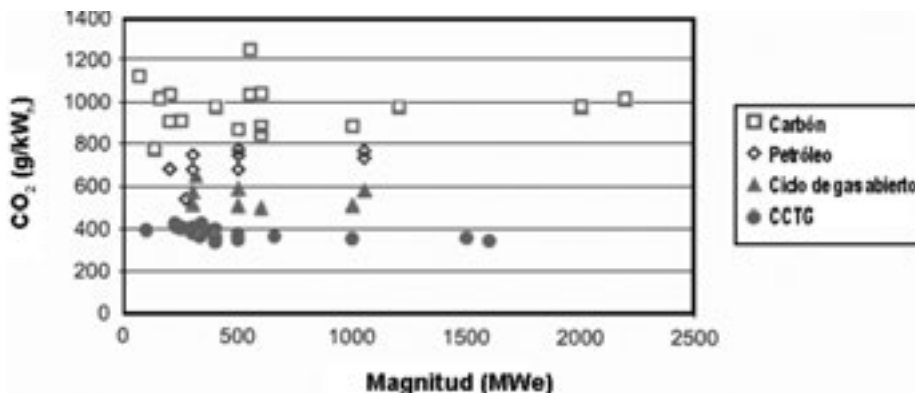
Figura 3.38: Emisiones de CO₂ en relación a la eficiencia [105, Steen, 2001]



La Figura 3.38 muestra las tendencias de las emisiones globales de CO₂ y las eficiencias medias en la generación de energía térmica en la UE-17 (UE-15 + Norue-

2 500 MW x (0,85 x 365 x 24h/año) x 400 kg/MWh x 2,5% = 3,7 107 kg/año.

Figura 3.39: Emisiones específicas de CO₂ en relación al tamaño de las instalaciones [105, Steen, 2001]



ga y Suiza) durante el periodo 1970 – 1996 (valor medido) y las previsiones para el periodo 2000 – 2010 (dos últimos puntos). Estos datos ponen de manifiesto que, cuando la eficiencia de la generación de energía térmica aumenta, las emisiones de CO₂ disminuyen.

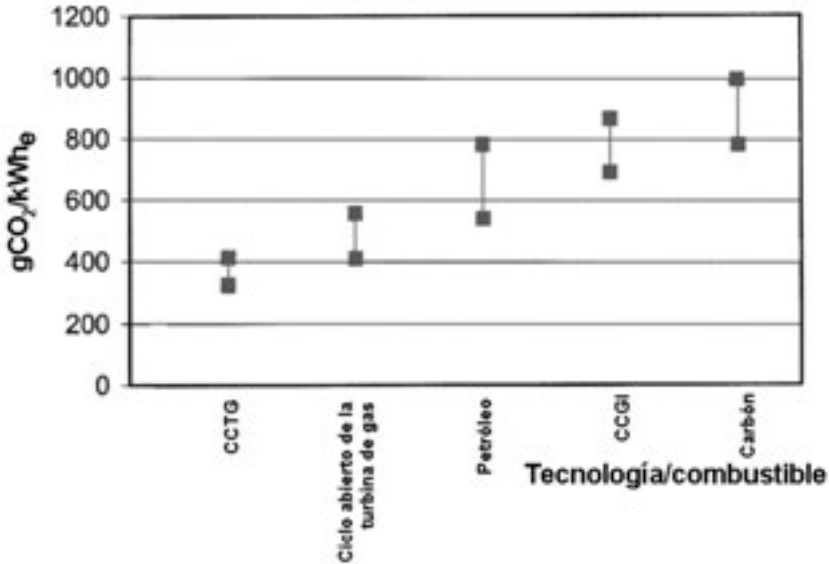
La influencia del tamaño de la central en la eficiencia térmica, que se muestra en la Figura 3.39, sugiere que las emisiones de CO₂ no dependen de las dimensiones de las instalaciones.

Para mostrar el rendimiento actual, en la Figura 3.40 las tecnologías de generación de energía se clasifican según las emisiones específicas de CO₂. Los dos puntos de cada técnica representan el valor máximo y mínimo mencionados en la bibliografía [105, Steen, 2001].

Para aumentar la eficiencia de las centrales de generación de calor y electricidad existen dos posibilidades. La primera opción es reemplazar o mejorar los elementos del proceso principal, como turbinas, bombas y sistemas de control de la contaminación. En segundo lugar, se pueden emprender algunas medidas adicionales, como reducir la presión del condensador, optimizar el sistema de precalentamiento con agua de alimentación, utilizar el calor residual y emplear unas condiciones supercríticas en el ciclo de vapor.

La búsqueda de una mayor eficiencia y la creciente preocupación ante el impacto de la generación de energía en el medio ambiente han contribuido en la creación de nuevas tecnologías como, por ejemplo, las centrales energéticas con ciclo combinado de gasificación integrada y la tecnología de combustión de carbón pulverizado. Estas tecnologías ofrecen eficiencias muy superiores a las que se consiguen con la tecnología actual y, además, generan una menor cantidad de emisiones. Sin embargo, estos métodos todavía se encuentran en fase de desarrollo.

Figura 3.40: Emisiones de CO₂ de las tecnologías actuales [105, Steen, 2001]



La generación combinada de electricidad y calor en las llamadas centrales de cogeneración representa otra posibilidad para aumentar la eficiencia del combustible utilizado. En las centrales de cogeneración, el consumo de energía se puede reducir hasta un 50%, comparado con la generación de electricidad y calor por separado. Además, este tipo de centrales se pueden construir como grandes instalaciones de combustión, con una capacidad de varios centenares de MW, pero también como pequeñas instalaciones de aplicaciones comerciales, institucionales o para la agricultura. El uso de esta tecnología resulta razonable y rentable cuando el calor se puede suministrar a una red de calefacción urbana o a una central industrial cercana, donde se emplea para calentar alguna parte del proceso [32, Rentz et ál., 1999].

3.9.2 Eliminación del dióxido de carbono de los gases de combustión

En los sistemas actuales, el aumento de la eficiencia térmica en los procesos y técnicas de generación de energía es la medida más importante para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero por unidad de energía producida. No obstante, las mejoras de eficiencia están limitadas por varios factores y, por ello, incluso si se consigue aumentar el nivel de eficiencia, las emisiones de CO₂ seguirán siendo considerables. Por este motivo, hay varias técnicas en desarrollo o en proceso de investigación que pretenden conseguir una mayor reducción de las emisiones de CO₂. Estas técnicas para capturar y eliminar el CO₂ todavía no se aplican en las grandes instalaciones de combustión, pero es posible que estén disponibles en el futuro. En el anexo 10.2 de este documento se presentan breve-

mente estas opciones, descritas por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) [41, AIE, 1992].

3.10 Técnicas de control de las emisiones al agua

En el apartado 1.3.3. se han resumido las distintas fuentes de las aguas residuales de una gran instalación de combustión. Las aguas residuales de las centrales energéticas están compuestas por agua contaminada que procede de distintos procesos de la central y de las aguas pluviales del lugar. Estas aguas deben tratarse en instalaciones de tratamiento de las aguas residuales, donde se reducen las concentraciones de contaminantes. En el siguiente apartado se incluyen las técnicas de tratamiento más habituales que se deben aplicar a las aguas residuales contaminadas antes de verterlas al medio acuático.

La cantidad y la calidad de las aguas residuales y, por lo tanto, el tipo de instalación de tratamiento de aguas residuales necesaria para los efluentes de una determinada central de combustión dependen del emplazamiento de la central y de distintos parámetros, incluidos:

- tipo de combustible y composición;
- tipo de instalaciones de almacenamiento para el combustible y las sustancias químicas;
- tipo de preparación de combustible;
- tipo de procesos de combustión;
- tipo de sistemas de refrigeración;
- tipo de acondicionamiento químico del agua de la caldera y el agua de refrigeración;
- calidad del agua bruta disponible;
- tipo de sistemas de tratamiento del agua;
- tipo de sistemas de tratamiento de los gases de combustión;
- naturaleza de los subproductos de combustión (cenizas volantes, cenizas húmedas, yeso de DGC, etc.) y las prácticas de gestión de estos subproductos (eliminación, comercialización).

Los diversos procesos de las grandes instalaciones de combustión generan distintas corrientes de aguas residuales:

- aguas residuales del proceso, en especial, las que se generan en la unidad de DGC;
- escorrentías de agua pluvial y agua de los sistemas de prevención de incendios;
- aguas residuales sanitarias.

Por su distinta composición y calidad (carácter y concentración de los contaminantes), estas corrientes de agua se suelen recoger en diferentes sistemas de des-

agüe y se conducen a distintas instalaciones de tratamiento. Las aguas residuales sanitarias se tratan en centrales de tratamiento de aguas residuales biológicas, mientras que las aguas residuales del proceso y las escorrentías contaminadas se conducen a centrales de tratamiento de aguas residuales industriales.

Obviamente, el diseño de los sistemas de desagüe es fundamental para las grandes instalaciones de combustión, ya que, si se utiliza el sistema adecuado, se puede optimizar la gestión de las aguas residuales y, por lo tanto, rentabilizar el consumo de agua y el diseño y el funcionamiento de la central de tratamiento de aguas residuales.

Los sistemas de tratamiento de aguas residuales están concebidos para que el agua fluya, en la medida de lo posible, por la acción de la gravedad a través de los sistemas de desagüe y hacia varios componentes de la central y, de esta forma, evitar el bombeo intermedio y el consumo energético que comporta.

Las corrientes de aguas residuales pueden presentar caudales muy distintos y ser constantes o periódicas. Además, dependiendo de su origen, estas corrientes pueden contener diferentes sustancias:

- sustancias sólidas (por ejemplo, sólidos suspendidos);
- sustancias líquidas (por ejemplo, aceites o emulsiones de petróleo y agua);
- sustancias solubles en agua (orgánicas o inorgánicas).

Las corrientes de aguas residuales más frecuentes en las grandes instalaciones de combustión son las siguientes:

- aguas residuales procedentes de las centrales de tratamiento de aguas;
- aguas residuales procedentes de los sistemas de refrigeración de circuitos;
- aguas residuales de otro origen del proceso de generación de vapor;
- aguas residuales de los sistemas de limpieza del gas de combustión;
- aguas residuales sanitarias.

3.10.1 Aguas residuales procedentes de las centrales de tratamiento de aguas

Normalmente, el agua debe recibir un pretratamiento antes de ser utilizada en distintas zonas de la central de combustión, como el ablandamiento y la desmineralización, que suelen generar las siguientes aguas residuales:

En las instalaciones de ablandamiento:

- agua pulverizada de los filtros de banda (limpieza del agua superficial);
- agua filtrada del desagüe de lodos (sin aditivos químicos);

- agua filtrada del desagüe de lodos (después de la floculación y la precipitación);
- aguas procedente de los filtros de arena.

Las aguas residuales que provienen de distintas partes de la central de ablandamiento se suelen reciclar para volver a utilizarlas en el proceso.

En las centrales de desmineralización:

- efluentes de regeneración del intercambio iónico (resinas).

3.10.2 Aguas residuales de los sistemas de refrigeración de circuitos

En esta categoría se incluyen, principalmente, las aguas procedentes de las purgas de las balas de las torres de refrigeración y las aguas del desagüe ocasional de la evacuación del recipiente de las torres de refrigeración. Durante el lavado de la pantalla del filtro de entrada de los sistemas de refrigeración en circuito abierto, deben tenerse en cuenta las temperaturas de los vertidos de agua refrigerante y la concentración de biocidas u otros aditivos.

Los vertidos al medio ambiente de cualquier tipo de sistema refrigerante, incluidas grandes instalaciones de combustión, se analizan más detalladamente en el documento BREF sobre sistemas de refrigeración industrial.

3.10.3 Aguas residuales de otro origen del proceso de generación de vapor

- aguas de las purgas de generadores de vapor de calderín;
- aguas residuales de laboratorio y muestreo;
- vertidos del ciclo agua-vapor;
- vertidos de los sistemas de calefacción urbana;
- efluentes de regeneración de la central de tratamiento del condensado;
- efluentes de los sistemas de manipulación y eliminación de cenizas y escorias;
- efluentes de la limpieza química de la caldera;
- efluentes de la conservación húmeda de la caldera;
- limpieza de los generadores de vapor, calentadores de aire, calentadores de gas, PE, sistemas DENO_x, unidades de DGC y otros equipos
- efluentes aceitosos (deshidratación de los almacenes de fuelóleo y los depósitos de uso diario, escorrentía de los sistemas de tratamiento del fuelóleo pesado o gasóleo, cámara del motor diésel o la turbina, zonas del transformador, etc.).

3.10.4 Aguas residuales de los sistemas de limpieza del gas de combustión

Todos los sistemas de limpieza húmeda de los gases de combustión producen aguas residuales que, debido al combustible y los materiales utilizados, contienen metales pesados, entre otros componentes. Una de las principales fuentes de aguas residuales es la depuración húmeda con caliza, que se utiliza en muchas centrales energéticas para desulfurar los gases de combustión, aunque se puede reducir si se emplean combustibles con un contenido inferior de cloro. De esta forma, disminuye la purga en la central de tratamiento de aguas residuales y, a su vez, se reducen las emisiones al agua. En la Figura 3.41 se incluye un ejemplo de un sistema de tratamiento de aguas residuales convencional. No obstante, cabe destacar que existen distintos tipos de sistemas, según la normativa nacional y los factores específicos de cada lugar.

Para precipitar los metales pesados de las aguas residuales de DGC es necesario aumentar su nivel de pH. Normalmente, para este fin se utiliza lechada de cal o sosa cáustica, que generan hidróxidos metálicos. Si se añaden floculantes (cloruro férrico), se propicia la formación de pequeños copos, y si se añaden elementos que contribuyan a la coagulación (polielectrólito), estos copos se aglomeran y se consiguen formaciones de mayor tamaño. A continuación, los lodos se presedimentan, se escurren y se eliminan o bien se cocombustionan, en caso de que se utilice un hogar de cenizas fundidas. Parte de los lodos menos densos se reciclan y se vuelven a introducir en la fase de floculación, donde las partículas del lodo sirven como núcleos de cristalización inicial para conseguir una floculación más rápida.

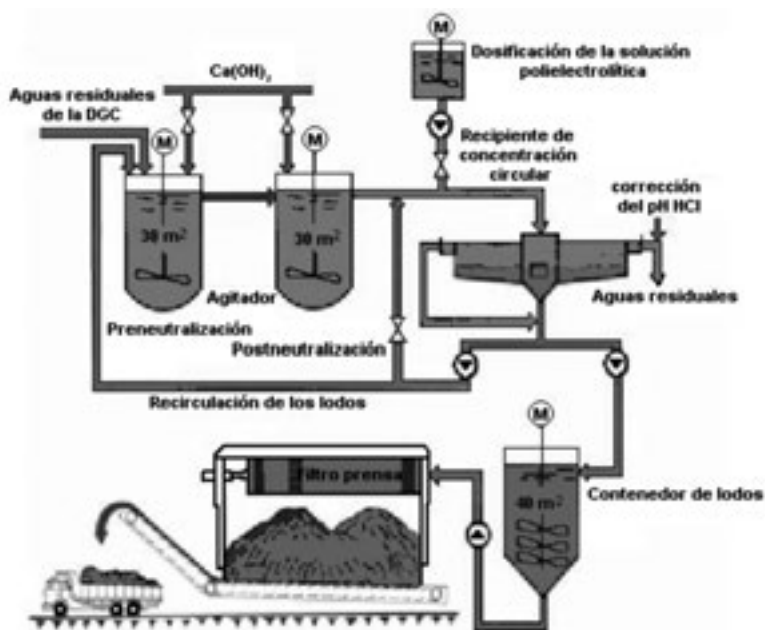
Las aguas residuales tratadas de la fase de presedimentación se pueden introducir en un espesador de placas deflectoras para una mayor sedimentación. Las micropartículas suspendidas se acumulan en las placas deflectoras inclinadas. Los lodos que atraviesan las placas se reúnen en la parte inferior del espesador y, de esta forma, se pueden reciclar. Las aguas residuales depuradas se vierten en el sumidero a través del rebosadero del espesador de placas deflectoras, siempre y cuando se respeten los valores límite establecidos por el reglamento. Además, el nivel de pH no puede ser superior al intervalo de 6 a 9,5 o, de lo contrario, es necesario neutralizar el agua. Si las aguas residuales contienen amoníaco, se deben conducir a una central de extracción de amoníaco antes de verterlas a los sumideros. En algunos procesos, como en el caso de una mayor entrada de Hg por la cocombustión de residuos, se suele añadir sulfuro orgánico (TMT 15) después de la lechada de cal para, de esta forma, precipitar los metales pesados como sulfuros, que resulta más efectivo que utilizar hidróxido. El inconveniente de esta técnica es que es necesario eliminar los sulfuros de metales pesados (grandes cantidades), ya que, si estos residuos se cocombustionan, liberan azufre en forma de dióxido de azufre y se vuelve a generar mercurio.

Las centrales de tratamiento de aguas residuales de la DGC emplean sistemas de tratamiento diferentes. Algunas empresas utilizan, por ejemplo, floculantes y sustancias que contribuyen a la floculación, mientras que otras emplean sólo auxiliares de floculación y sulfuro orgánico. Sin embargo, también hay instalaciones donde se utilizan floculantes, auxiliares de floculación y sulfuro orgánico.

En la Figura 3.41 se muestra un ejemplo de una central de tratamiento de aguas residuales procedentes de una unidad de DGC. Estas aguas se preneutralizan en un agitador con la ayuda de una suspensión acuosa de cal. Para aumentar más el pH, se añade una dosis adicional de la solución acuosa de cal en el segundo reactor. La floculación y decantación iniciales de hidróxidos de metales pesados tiene lugar en el depósito del reactor de concentración circular. A continuación, se introduce una solución polielectrolítica en la tubería de suministro del depósito del reactor de concentración para evitar que las partículas de hidróxido se repelan y acelerar la sedimentación.

El agua tratada, con un pH de 6 a 9, se transfiere de la parte superior del depósito del reactor de concentración circular a la toma de admisión principal de agua. Si el nivel de pH es superior a 9, se corrige con un aditivo ácido, como el cloruro de hidrógeno. Parte de los lodos que se extraen del depósito de concentración se introducen en el primer agitador como lodos de contacto para favorecer la floculación que, además, actúan como acelerador de la precipitación de los hidróxidos.

Figura 3.41: Central de tratamiento de aguas residuales de la DGC
 [58, Eurelectric, 2001]



La mayor parte de los lodos del agitador se almacenan temporalmente en un contenedor, se deshidratan en un filtro prensa y, finalmente, se guardan en un depósito para su posterior eliminación.

3.10.5 Aguas residuales sanitarias

Las aguas residuales sanitarias incluyen las aguas que proceden de los servicios y los comedores. Actualmente, se estima que el nivel de emisión diario es de 75 litros por persona. Estos efluentes se caracterizan por su alto contenido orgánico.

Cabe destacar que los aceites residuales (aceites lubricantes o de funcionamiento) se consideran residuos sólidos y se suelen recoger por separado. Después, se extraen de la central y un gestor autorizado se encarga de su posterior gestión (incineración, regeneración, etc.).

3.10.6 Técnicas de tratamiento de las aguas residuales

Para decidir cuáles son las mejores prácticas de tratamiento y gestión de las aguas residuales para una gran instalación de combustión determinada, es necesario realizar una evaluación completa de las diferentes aguas residuales que se generarán en la central. Las aguas residuales se deben clasificar según su naturaleza y concentraciones de contaminantes, y según el patrón de las corrientes de las distintas fuentes. Posteriormente, hay que decidir cuál será la clase de instalación más adecuada para el tratamiento de las aguas residuales en cada caso específico.

La eliminación de las sustancias contaminantes de las aguas residuales antes de su vertido al medio dependerá de la aplicación de la combinación adecuada de muchos procesos físicos, químicos y bioquímicos, incluidos los siguientes:

- filtración;
- corrección/neutralización del pH;
- coagulación/floculación/precipitación;
- sedimentación/filtración/flotación;
- tratamiento de hidrocarburo disuelto;
- sistemas de separación aceite-agua;
- tratamiento biológico.

La selección del tratamiento o técnica de gestión adecuados depende de las características principales de la calidad y el volumen de las aguas residuales, así como de los estándares de calidad requeridos en el medio acuático que reciba los efluentes tratados.

Por lo tanto, los efluentes que contengan grandes cantidades de sólidos suspendidos, presentes en los combustibles sólidos que se emplean en las grandes instalaciones de combustión (sistemas de gestión y eliminación de cenizas, sistemas de extracción y eliminación de escorias, limpieza de los precalentadores de aire y de la caldera, zonas abiertas de almacenamiento de combustible, etc.), deberán someterse a una fase de decantación primaria para eliminar los sólidos suspendidos más pesados. A continuación, se produce la floculación, con una dosis de coagulante y polímero orgánico y la regulación del pH, antes de la decantación final y la eliminación de los lodos. En algunas ocasiones, es necesario regular el pH de los efluentes tratados antes de verterlos al medio acuático.

Los efluentes ácidos o alcalinos (por ejemplo, los efluentes de la regeneración de intercambiadores de iones, las sustancias químicas para la limpieza de las calderas, la despresurización de la caldera, etc.) se deben neutralizar antes de verterlos al medio. Los efluentes aceitosos que provienen de los sistemas de tratamiento del fuelóleo, o de las pérdidas o deshidratación de las instalaciones de almacenamiento de fuelóleo, las estaciones de descarga, la zona del transformador, etc., pueden contener altos niveles de petróleo, que se puede reutilizar. Por lo tanto, para recoger estos aceites, es necesaria una fase primaria de separación que, normalmente, se realiza en depósitos de separación por gravedad equipados con deflectores que retienen los aceites.

Las aguas residuales restantes, que pueden contener pequeñas cantidades de petróleo en forma de emulsiones de aceite y agua, se introducen en separadores API o de láminas, que emplean un coladero de aceite o bien un sistema de flotación para su tratamiento. Las aguas residuales sanitarias se pueden depurar en el sistema municipal de alcantarillado, si está disponible en la zona, o bien se pueden verter a una fosa séptica, que requiere poco personal. También es posible tratar estas aguas en una unidad biológica *in situ* que, normalmente, dispone de un sistema de lodos activados con aireación extendida.

En algunos casos, en lugar de depurarlas en la central junto con otros efluentes, las aguas residuales especiales (como las aguas que contienen hidrocarburos, utilizadas para análisis de laboratorio) se recogen por separado y se vierten fuera de las instalaciones, con la ayuda de un gestor autorizado. La gestión del agua para la extinción de incendios, que sólo se genera en situaciones de emergencia, dependerá del lugar del incendio. Estas aguas se recogen en los sistemas de desagüe de la zona incendiada, se almacenan en estanques de retención de aguas para la extinción de incendios y, si es necesario, se depuran antes de proseguir a su vertido. Los efluentes de las grandes instalaciones de combustión se pueden depurar por separado, según el tipo de corriente, o bien utilizando técnicas de tratamiento combinado. Más adelante se proporcionan algunos ejemplos.

La gestión del agua y las aguas residuales en las grandes instalaciones de combustión es fundamental. Si se optimiza el reciclaje de varios vertidos intermedios

en la central, se puede reducir considerablemente el consumo global de agua, además de minimizar las cantidades finales de efluentes líquidos que requieren tratamiento.

Por ejemplo, en algunas ocasiones, las aguas residuales de distintos puntos de vertido de la central de DGC se pueden recoger conjuntamente para volverlas a introducir en el proceso (lavadores). De esta forma, se eliminan los efluentes de la DGC casi por completo. Además, algunas corrientes de aguas residuales se pueden utilizar para humidificar las cenizas volantes, en lugar de emplear agua de uso industrial o agua bruta. Una vez depuradas, las aguas residuales se recogen en depósitos de retención para suministrar agua a distintos puntos de consumo, donde la calidad del agua requerida sea la adecuada, por ejemplo, para la preparación de suspensiones acuosas de caliza para la unidad de DGC o bien para estabilizar mezclas de cenizas volantes y yeso de DGC antes de llevarlos al vertedero.

3.10.7 Otras aguas residuales

Las escorrentías superficiales se generan por la contaminación del agua pluvial que se recoge en los tejados, las zonas pavimentadas y los almacenes de combustible (por ejemplo, pilas de carbón a cielo abierto) de las instalaciones. La contaminación del agua de lluvia se produce cuando se introducen materiales como polvo (partículas de carbón) del almacenamiento de combustible, la deposición superficial, etc. o aceite en el sistema de desagüe. La contaminación de las aguas superficiales se puede prevenir o reducir si se utilizan cubas de sedimentación, se respetan las buenas prácticas en el almacenamiento de combustibles y otras materias primas y se realiza un mantenimiento y una limpieza adecuados de todas las instalaciones.

Las escorrentías superficiales se pueden recoger por separado y, después de la fase de sedimentación o tratamiento químico, volver a utilizarlas para otros propósito en el proceso de producción como, por ejemplo, en los pulverizadores de agua, para prevenir la formación de polvo en los almacenes de combustibles sólidos.

En las instalaciones de combustión existen muchas más fuentes de aguas residuales como, por ejemplo, los efluentes líquidos de las estaciones de limpieza de los camiones que transportan combustible (por ejemplo, camiones que transportan turba) y otras materias primas, el agua de sellado para las bombas, operaciones generales, como la limpieza de los equipos y los suelos, etc. Normalmente, estos efluentes líquidos se recogen para pasar a un sistema de tratamiento, mientras que las aguas de los sistemas sanitarios se vierten al sistema de alcantarillado público.

Para reducir la concentración de contaminantes del agua, se emplean técnicas de final de línea, como la neutralización, la floculación, la sedimentación y el filtrado. Estas técnicas se suelen aplicar conjuntamente en una central de tratamiento de aguas residuales central o final situada en las instalaciones.

3.11 Técnicas de control de las emisiones al suelo

Cuando los lodos o los residuos sólidos de los procesos de limpieza de gas o aguas residuales de las grandes instalaciones de combustión no se pueden reutilizar, o bien cuando la producción supera la demanda, los excedentes se deben eliminar con la máxima seguridad y de manera responsable con el medio ambiente (por ejemplo, aplicando los resultados de los estudios sobre la evaluación del impacto ambiental, EIA). De esta manera, se garantiza que la selección del emplazamiento, el método de eliminación y el seguimiento se realizarán correctamente y que estos excedentes se eliminarán sin perjudicar al medio ambiente. Las directrices para la manipulación (incluido el transporte) de las cenizas, al igual que otros materiales en polvo, aseguran una protección eficaz contra la exposición accidental al polvo. El objetivo es obtener subproductos a partir de los residuos que se puedan utilizar en otros sectores industriales, por ejemplo, como material para la construcción. Durante las últimas décadas, este objetivo se ha ido convirtiendo en realidad en los países de la UE: en 1998, la proporción de uso de varios subproductos alcanzó un 89%, incluido el uso para la regeneración del suelo y las canteras.

Los lodos, residuos y subproductos de las grandes instalaciones de combustión se pueden subdividir en lodos procedentes del tratamiento del agua y las aguas residuales, y residuos y subproductos procedentes de la desulfuración del gas de combustión y la precipitación de las partículas del gas de combustión. También se incluye el material filtrado de las aguas superficiales que provienen de superficies inclinadas e instalaciones de filtrado destinadas al desagüe de las aguas.

El material orgánico que se recoge en la toma de admisión del agua de refrigeración se puede utilizar como fuente de energía o bien convertirlo en abono para mejorar la calidad del suelo. La materia residual se debe eliminar. Normalmente, los lodos del tratamiento de aguas residuales de las centrales de DGC se pueden reutilizar como agentes reactivos en la central de DGC, debido a sus componentes cálcicos. También se pueden emplear como aditivos en los procesos de combustión con carbón, para mejorar el comportamiento de fundición de las cenizas. Estos lodos poseen un alto porcentaje de yeso y, por lo tanto, también se utilizan en la industria del yeso, así como en la industria de producción de cemento, como retardadores de fraguado del cemento. Los lodos que no se pueden utilizar se transportan al vertedero.

Los lodos procedentes del tratamiento de las aguas brutas, como las aguas superficiales, se descarburan y, por lo tanto, contienen un elevado porcentaje de

carbonato de calcio (un 30% o más). Como se ha mencionado anteriormente, se pueden utilizar en la desulfuración de los gases de combustión o bien como aditivos en las calderas de carbón u otras zonas donde se empleen aditivos de calcio. Además, estos lodos también pueden resultar útiles como fertilizantes de calcio y para la mejora del suelo agrícola.

Los residuos y los subproductos de la desulfuración de los gases de combustión, como el yeso de DGC (yeso procedente de las instalaciones de desulfuración de gases de combustión) y los sulfatos de amonio, contienen calcio y azufre, que se utilizan como fertilizantes y para mejorar el suelo agrícola, entre otras aplicaciones. También se pueden emplear con un objetivo puntual, es decir, en el sitio preciso donde se necesitan, en lugar de distribuirlos incontroladamente desde el aire al medio y, especialmente, al suelo. Sólo un 0,1% de los residuos de la depuración seca por atomizadores (DSA) se utilizan como fertilizantes (consulte la información de la Asociación Europea para el Uso de Subproductos procedentes de Centrales Térmicas, ECOBA). Algunos de los factores que impiden esta aplicación son el contenido de metales pesados (como Cd y Hg) y el escepticismo de los agricultores ante el uso de este tipo de residuos. Los productos de DSA también se emplean como material de relleno subterráneo para estabilizar, por ejemplo, minas subterráneas. La desulfuración también genera otros productos, como el azufre y el ácido sulfúrico, aunque en pequeñas cantidades. Estas sustancias se utilizan exclusivamente en la industria química.

Los residuos y subproductos que se generan con la eliminación de partículas de los gases de combustión suelen ser cenizas, como las escorias de las calderas en hogares de fondo húmedo, las cenizas de fondo de los hogares de fondo seco y las cenizas volantes de las centrales energéticas alimentadas con lignito y carbón. De hecho, la utilización de las cenizas de carbón como sustitutivo de productos minerales o manufacturados evita la extracción de materias primas y, al mismo tiempo, protege y conserva los recursos naturales, además de reducir el consumo energético y las emisiones de dióxido de carbono (si se utiliza una tonelada de cenizas en lugar de cemento, se deja de generar, aproximadamente, una tonelada de CO₂).

Debido a sus propiedades de filtración, aproximadamente un 60% de las escorias de la caldera se emplean para la construcción de carreteras y otras obras de pavimentación y acondicionamiento paisajístico. Alrededor de un 70% de las cenizas volantes, muy valoradas por sus propiedades en la construcción, se utilizan para fabricar cemento, hormigón y productos de hormigón. Asimismo, también se emplean para producir mortero, ladrillos, bloques de mampostería, pavimento y mortero para minas.

Las cenizas de lignito se utilizan, en su mayor parte, como estabilizadores que no contienen aguas de lixiviación y se mezclan con aguas residuales de las instalaciones de DGC para rellenar minas agotadas a cielo abierto. Una parte de las

cenizas se utiliza para la recultivación o relleno del suelo. Además, algunas de las cualidades de las cenizas de lignito las hacen indicadas para la producción de hormigón. Hay muchos otros usos posibles para las cenizas en general y las cenizas de centrales de combustión en lecho fluidizado.

En resumen, se puede afirmar que las técnicas de control de emisiones al suelo abarcan técnicas de limpieza de los gases y las aguas residuales, así como técnicas para la utilización de los residuos y subproductos, que permiten reducir la cantidad de residuos que, de otra forma, se llevarían a los vertederos. Si aumenta el uso de estos productos, la cantidad de residuos que se debe eliminar es menor y, por lo tanto, se consume menos espacio en los vertederos. Además, la utilización de subproductos favorece la protección del suelo y la conservación de los recursos. No obstante, es necesario prestar especial atención a los parámetros críticos que se deben respetar, como el comportamiento de lixiviación a largo plazo, la estabilidad de los residuos, la supervisión y los informes de calidad de los residuos. Por lo tanto, seguirá siendo necesario transportar a los vertederos los restantes residuos minerales inevitables que no se puedan utilizar.

3.12 Medidas de control de la emisión de ruido

3.12.1 Opciones básicas

Las opciones básicas para reducir el ruido consisten en modificar la fuente de ruido, cambiar el recorrido de transmisión del ruido o realizar modificaciones que influyan en el receptor. En primer lugar, es necesario analizar los ruidos para identificar las fuentes y los recorridos principales. Experimentos sencillos, como apagar las máquinas, suelen ayudar a determinar las razones más importantes del problema. Excluyendo el uso de protectores de oído personales y de carcasas protectoras, un método eficaz para reducir el nivel de ruido es aumentar la distancia entre el receptor y la fuente. Las ecuaciones básicas para calcular el ruido sugieren que si la distancia de la fuente del ruido aumenta diez veces, el ruido disminuirá en 20 dB. Por lo tanto, conseguir la mejor ubicación para el equipo que genera ruido y, en general, para toda la central es la manera más rentable de evitar problemas de ruido. Este tipo de métodos, llamados pasivos, también se emplean en otros sectores de la industria.

El método más directo para solucionar los problemas de ruido consiste en modificar el mecanismo de la fuente que lo produce. Otra alternativa es colocar la fuente de ruido dentro de una carcasa. Para un observador externo, la fuente de ruido sería el equipo que se encuentra dentro de la carcasa. Las barreras acústicas se suelen utilizar para aumentar la distancia que las ondas de sonido tienen que recorrer desde la fuente hasta el receptor y, de esta forma, modificar el recorrido del ruido. La utilización de material que absorbe el ruido, que normalmente

se aplica en paredes y techos, resulta un método muy efectivo para disminuir la reflexión o reverberación dentro de un edificio. En teoría, si las superficies interiores de la sala fueran totalmente reflectivas, el nivel de ruido se aproximaría al infinito. Por este motivo, en algunas ocasiones, se utiliza material absorbente dentro de los edificios para controlar los niveles de ruido ambiental. Otro método para reducir el ruido que se aplica directamente en el equipo son los silenciadores, que se suelen emplear en canales o tuberías.

Algunas de las técnicas de reducción de ruido más comunes son:

- el uso de terraplenes, que actúan como barrera de la fuente de ruido;
- el revestimiento de las instalaciones o componentes que producen ruido con estructuras que absorben el sonido;
- el uso de soportes e interconexiones antivibración para el equipo;
- la orientación y ubicación de la maquinaria que emite ruido y la modificación de la frecuencia del sonido.

3.12.2 Ruido de la estructura

Las máquinas rotativas, como las turbinas, los generadores, las bombas, los compresores y los motores eléctricos, son las fuentes principales de vibraciones y ruido de las centrales energéticas. El ruido suele proceder de la vibración de una máquina y se transmite por vía estructural. Uno de los métodos más efectivos para limitar la expansión de este tipo de ruidos son los aisladores de vibraciones, que se colocan en los soportes de base de las máquinas. El principio de los aisladores es que la frecuencia natural del sistema que se apoya en ellos es mucho menor que la frecuencia continua principal de la máquina. En los sistemas aislados, la fuerza de excitación se equilibra con el efecto de la inercia. Cuanto más grande sea la masa que se apoya en los aisladores, menores serán las vibraciones del sistema, aunque, en cualquier caso, los aisladores reducen considerablemente las vibraciones que se transmiten a las estructuras colindantes. Si la máquina se encuentra encima de una base aislada, las conexiones de la máquina deben ser flexibles. De esta manera, se evita la transmisión del ruido de estructura a los canales y tuberías. Los aisladores de las bases de máquinas de grandes dimensiones suelen ser muelles helicoidales de acero, aunque también se utilizan elementos de caucho o fuelles.

3.12.3 Ruido de conductos y tuberías

Los conductos y las tuberías deben estar concebidos para que el flujo sea uniforme y fluido. Los cambios bruscos en la geometría aumentan el ruido, que depende considerablemente de la velocidad del flujo. En algunos casos, el ruido incluso puede ser proporcional a la velocidad del fluido y, por lo tanto, el método más

efectivo para que este ruido disminuya es reducir la velocidad del fluido. Para ello, se pueden utilizar soportes flexibles y húmedos por dentro en las tuberías. Otra medida eficaz es utilizar un amplio radio de curvatura. El ruido de las tuberías puede ser de dos tipos: ruido con una amplia banda de frecuencias y ruido concentrado con frecuencias moderadas. Las bombas, ventiladores y sopladores producen ruido por las frecuencias de funcionamiento y de las palas. En este último caso, el ruido dependerá del número de palas del rodete. Las frecuencias moderadas se pueden reducir modificando la máquina, por ejemplo, minimizando el desequilibrio de la masa del rotor. En las válvulas, el ruido de banda ancha suele estar relacionado con la caída de presión, y se puede reducir si esta caída de presión se divide en varias etapas. Algunas de las soluciones más frecuentes para los problemas de ruido en centrales existentes son los silenciadores, el aumento de grosor de las paredes de las tuberías y el revestimiento de tuberías con material absorbente o aislante.

3.12.4 Silenciadores

Existen distintos tipos de silenciadores. Para reducir el ruido en los conductos de soplado y las válvulas de seguridad, se utilizan silenciadores que siguen el «principio de estrangulamiento». Los silenciadores absorbentes se pueden emplear para reducir ruidos con una amplia banda de frecuencias. Algunos ejemplos comunes son los conductos revestidos, los silenciadores formados por placas revestidas en paralelo o las cámaras de presión revestidas. Por otro lado, los silenciadores reactivos se basan, principalmente, en la geometría del silenciador y sólo resultan efectivos con frecuencias específicas o con una banda de frecuencias reducida. Algunos ejemplos de este tipo de silenciadores son las cámaras de expansión simples y las cavidades resonantes. El aire de la cavidad actúa como un muelle e incide en el flujo de aire que se dirige al cuello de la cavidad. El flujo de aire se comporta como una masa, dando lugar a un efecto resonante de baja frecuencia dentro de un estrecho margen de frecuencias. Los silenciadores que se comercializan suelen ser combinaciones de silenciadores absorbentes y reactivos.

3.12.5 Ruido de la maquinaria

Con frecuencia, una leve desviación del funcionamiento teóricamente óptimo de las máquinas puede producir ruido como, por ejemplo, el desalineamiento, el desequilibrio de la masa o la excentricidad de rotor que, hasta cierto límite, son fenómenos recurrentes. Por lo tanto, un aumento inusual del ruido puede ser el primer síntoma de un defecto mecánico. En estos casos, solucionar el problema de ruido puede contribuir a mejorar la eficiencia de la máquina. En motores o generadores eléctricos, un soporte de boquilla de aire asimétrico o excéntrico cerca del rotor puede causar desviaciones en las fuerzas magnéticas y, por lo tanto, producir ruido. El ruido de la toma de admisión o del escape de aire se puede contro-

lar o evitar utilizando silenciadores. Sin embargo, en muchos casos, el ruido se transmite a través del revestimiento y puede resultar complicado solucionar el problema modificando la máquina o las conexiones. En estos casos, la solución consiste en forrar la máquina con material absorbente o aislante o bien utilizar carcasas separadas.

3.12.6 Conclusiones

En las grandes instalaciones de combustión la fuente principal de ruido son las máquinas rotativas, los transformadores y las válvulas. El problema del ruido en este tipo de instalaciones se puede solucionar técnicamente pero, desde un punto de vista pragmático, las posibilidades técnicas se restringen a un nivel razonable de inversión destinada a evitar el ruido. Puesto que la distancia de las fuentes reduce el nivel de ruido, la planificación del uso del terreno, tanto a escala local como dentro de un emplazamiento industrial específico, es quizás la mejor medida preventiva para evitar problemas de ruido. Dentro del edificio, el mismo principio resulta válido, es decir, que la distribución debería separar las zonas de trabajo de los equipos que producen ruido.

Actualmente, uno de los objetivos de los fabricantes de maquinaria, apoyados por las autoridades, es reducir los ruidos que producen los equipos.

En un ejemplo de una central energética determinada, la tecnología de control de ruido se basa en:

- aislamiento acústico de la máquina;
- estructuras seleccionadas por su efecto de aislamiento acústico para recubrir el edificio;
- uso de silenciadores en las tomas de admisión y tuberías de escape;
- uso de materiales que absorben el ruido en paredes y techos;
- uso de aislantes de vibraciones y conexiones flexibles;
- diseño cuidadosamente detallado para, por ejemplo, prevenir posibles escapes de ruido en las aperturas o reducir al mínimo las variaciones de presión en las tuberías.

Durante los últimos años, ha aumentado el interés por el problema de la contaminación acústica y, como consecuencia, se han elaborado distintos reglamentos sobre este tema. Hoy en día, el nivel permitido de ruido es un factor que se debe tener en cuenta a la hora de tomar las principales decisiones para elaborar el proyecto de una central energética.

3.13 Técnicas de refrigeración

El principio que gobierna el funcionamiento de las grandes instalaciones de combustión es el principio de Carnot. La fuente de calor, es decir, la caldera, proporciona la energía necesaria para la vaporización del agua. La fuente fría, es decir, el condensador, condensa el vapor que proviene de la turbina de baja presión. Por lo tanto, el condensador y el sistema de refrigeración son partes fundamentales de la instalación. Sea cual sea el modo de refrigeración que se utilice, se trata de una de las interfaces principales entre la central de combustión y el medio ambiente circundante. La eficiencia y la disponibilidad de una central energética dependen, en gran parte, de la integridad y la limpieza del condensador y el sistema de refrigeración. En la Tabla 3.16 se muestran las técnicas de refrigeración que se suelen aplicar en las grandes instalaciones de combustión, según sus capacidades.

Tabla 3.16: Ejemplo de la capacidad y las características termodinámicas de diferentes sistemas de refrigeración para la industria energética [46, Caudron, 1991]

Sistema de refrigeración	Temperaturas de refrigeración utilizadas (°C)	Capacidad del proceso de generación de energía (MW _{th})
Sistemas en circuito abierto	13 – 20 (diferencia terminal 3 – 5)	<2.700
Torre de refrigeración húmeda abierta	7 – 15	<2.700
Torre de refrigeración híbrida abierta	15 – 20	<2.500
Condensador seco refrigerado por aire	15 – 25	<900

Estos tipos de sistemas de refrigeración poseen distintas aplicaciones, todas ellas orientadas a cumplir los requisitos económicos, ecológicos, del lugar y del proceso. El impacto ecológico de las técnicas de refrigeración utilizadas en las grandes instalaciones de combustión se describe en el documento BREF sobre sistemas de refrigeración industrial.

3.14 Supervisión y registro de las emisiones

Este apartado pretende proporcionar información general sobre la supervisión y el registro de emisiones procedentes de la combustión de combustible fósil. Para la supervisión de las emisiones deberían utilizarse los métodos e instrumentos nacionales o internacionales pertinentes, como el Comité Europeo de Normalización (CEN), el sistema ISO, la Asociación de Ingenieros Alemanes (VDI Richtli-

nien), la Normativa sobre Emisiones de los Países Bajos, las Notas Orientativas del Reino Unido (British Standards), etc. En el documento BREF sobre principios generales de control se incluye información más detallada sobre este tema.

3.14.1 Componentes de las emisiones

Los componentes más frecuentes en las emisiones a la atmósfera que se generan en las grandes instalaciones de combustión que utilizan combustibles fósiles o que se calculan con factores de emisión y otros métodos son los siguientes:

- emisiones de partículas, procedentes, por ejemplo, de la descarga, el almacenamiento (a corto y largo plazo) y la manipulación del combustible;
- polvo de las emisiones de la chimenea (incluidas PM_{10} y $PM_{2,5}$);
- óxidos de azufre;
- óxidos de nitrógeno (NO_x);
- óxido nitroso (se puede generar en la combustión en lecho fluidizado);
- metales pesados;
- monóxido de carbono;
- dióxido de carbono;
- fluoruro de hidrógeno (puede ser el resultado del traslado desde el intercambiador de calor rotativo o el precalentador del aire de combustión);
- compuestos de haluro;
- amoníaco (NH_3);
- hidrocarburos (hidrocarburos sin quemar);
- compuestos orgánicos volátiles (COV);
- dioxina o contaminantes orgánicos persistentes.

En cuanto a la contaminación del agua, se deben supervisar los siguientes parámetros:

- sólidos suspendidos;
- metales pesados;
- sales (cloruro y sulfato);
- haluros orgánicos;
- biocidas;
- fosfato;
- niveles de pH alterados.

En los capítulos específicos para cada combustible se incluye información general o parcial sobre el nivel de pH y otros componentes, de acuerdo con el combustible utilizado y la información disponible. Los métodos de análisis se proporcionan en las directrices internacionales y nacionales pertinentes relativas a la supervisión y el análisis de emisiones.

3.14.2 Condiciones y parámetros de referencia

En lo relativo a las emisiones a la atmósfera, es necesario determinar los siguientes parámetros de los efluentes gaseosos obtenidos para convertir las concentraciones de emisiones a condiciones estándar, es decir, 273 K, 101,3 kPa, contenido medido de oxígeno y gas seco:

- el flujo volumétrico de los efluentes gaseosos (para calcular la concentración y el flujo másico de la emisión);
- la temperatura de los efluentes gaseosos;
- el contenido de vapor de agua de los efluentes gaseosos;
- la presión estática en los conductos de efluentes gaseosos;
- la presión atmosférica;
- el periodo de supervisión/periodo de cálculo.

Además de estos parámetros, para que la caldera y el sistema de limpieza de los gases de combustión funcionen correctamente es necesario calcular ciertos parámetros, como el voltaje y la electricidad (precipitadores electrostáticos), la caída de presión (filtros de mangas), el pH del fluido de depuración (lavadores) y las concentraciones de contaminantes en varios puntos de los conductos del gas de combustión.

3.14.3 Ubicación de los puntos de muestreo

Los puntos de muestreo deben cumplir los requisitos de las directrices nacionales pertinentes relativas al muestreo (Figura 3.42).

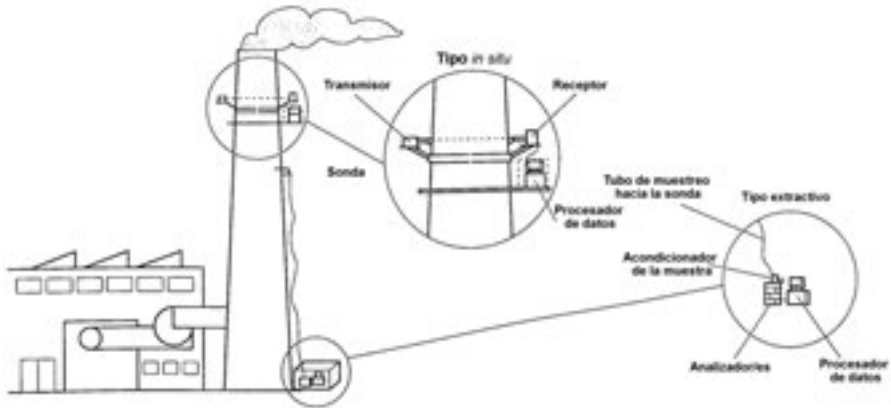
Los dos tipos principales de supervisión continua de las emisiones son:

- control *in situ*: la muestra se analiza en la chimenea o en el conducto, con escazo tratamiento o sin tratamiento de muestreo;
- control extractivo: la muestra se extrae y se analiza en otro lugar, ya sea un laboratorio situado en las instalaciones o un gestor externo.

Los puntos de muestreo suelen:

- ser representativos;
- estar claramente indicados;
- cuando es posible, poseer un flujo que no presente interrupciones en la sección analizada;
- tener puntos de control que se puedan cerrar;
- tener el suministro de energía necesario;
- cumplir los requisitos de seguridad y salud en el trabajo.

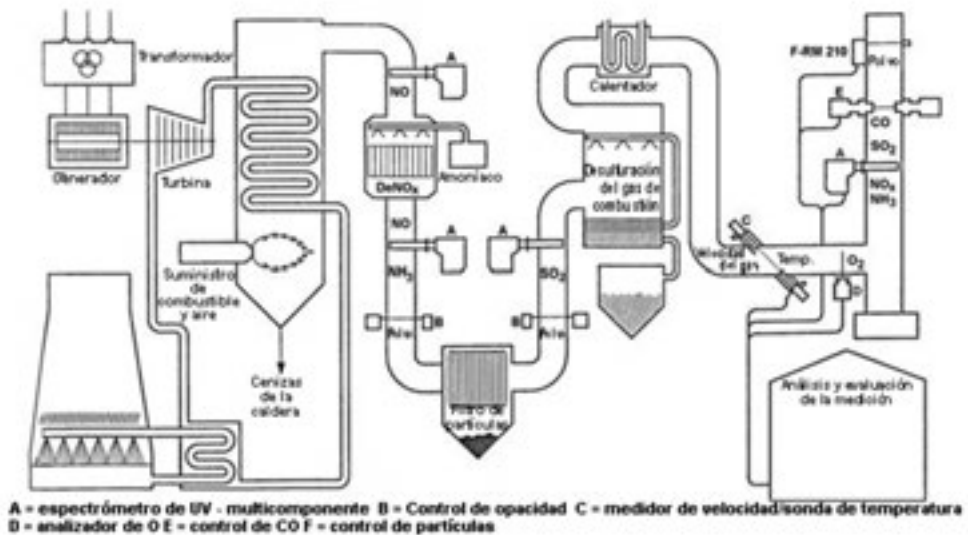
Figura 3.42: Dos tipos de control de emisiones [106, Sloss, 1997]



3.14.4 Supervisión de las emisiones

La supervisión de las emisiones se realiza para determinar las sustancias que están presentes en el gas o las aguas residuales limpias con el objetivo de elaborar informes, controlar el proceso de combustión o el plan de reducción de emisiones o bien predecir el impacto ambiental de una central o un proceso. En la Figura 3.43 se incluye un ejemplo de control del proceso y supervisión de las emisiones a la atmósfera en las centrales energéticas.

Figura 3.43: Ejemplo de control del proceso y supervisión de las emisiones a la atmósfera en las centrales energéticas [106, Sloss, 1997]



La supervisión se puede realizar mediante mediciones directas (control directo de las fuentes) o mediante cálculos basados en la medición de los parámetros de funcionamiento. Cuando se construye una central nueva o se realizan cambios sustanciales en una instalación existente, los factores relativos a las emisiones se utilizan para estimar las emisiones al medio ambiente.

Antes de realizar las mediciones, es necesario incluir los siguientes factores en la planificación de la supervisión:

- el modo de funcionamiento (centrales de emergencia o de sustitución, centrales con un tiempo de funcionamiento reducido según la demanda de energía, como centrales de carga media y extraordinaria, centrales de carga base o centrales de generación de energía a tiempo completo);
- el estado operativo de las centrales de purificación de los efluentes gaseosos o de tratamiento de los efluentes;
- las condiciones de funcionamiento en la central (continuo, discontinuo, operaciones de encendido y cierre), y
- el efecto de los factores de interferencia termodinámicos.

Estos factores representan la base para seleccionar las siguientes condiciones de funcionamiento:

- saber cuál es el nivel más alto de emisiones que se puede registrar;
- seleccionar el número y la duración de las mediciones;
- seleccionar el método de medición más adecuado;
- determinar la ubicación de las zonas de medición y los puntos de medición específicos.

En el caso de las emisiones de aguas residuales, se pueden utilizar muestras cualificadas seleccionadas al azar o muestras compuestas de 24 horas basadas en la proporción de flujo o el tiempo medio del muestreo.

En los procesos continuos, el tiempo mínimo de recogida de muestras o medición suele ser de media hora (valor medio de treinta minutos). Debido al límite de detección, para detectar sustancias como los PCDD/PCDF son necesarios tiempos de medición más largos y, por lo tanto, los tiempos de referencia varían. En procesos de funcionamiento continuo, durante el cual sólo se producen ligeras fluctuaciones en las características de emisión, se pueden realizar tres mediciones independientes en el nivel más elevado de emisiones. El muestreo o medición se llevan a cabo sólo durante el funcionamiento de la central y sin incluir el aire de dilución.

3.14.4.1 SUPERVISIÓN CONTINUA

En general, las mediciones directas son el método más aconsejable y preciso para supervisar las emisiones. Las emisiones de varios componentes de los gases o

aguas residuales se pueden controlar de forma constante y, en algunos casos, es posible registrar concentraciones precisas (mg/Nm^3 , ppm o mg/l) de manera continua o como valores medios durante periodos de tiempo establecidos (cada media hora, cada 24 horas, etc.). Sin embargo, para ello es necesario disponer de una buena infraestructura y de personal con una formación adecuada (para los procedimientos de calibración, etc.). En estos casos, un análisis de los promedios y el uso de percentiles representan un método flexible para el cumplimiento de las condiciones de la licencia. A la hora de seleccionar el equipo, se deben tomar en consideración las diferencias en las fuentes energéticas, como la sobre o infrapresión del gas de combustión, las fluctuaciones de presión, la temperatura del gas de combustión, etc. En estos casos, las mediciones discontinuas, es decir, cada seis o doce meses, son el método más adecuado y práctico.

3.14.4.2 MEDICIONES DISCONTINUAS

Cuando la supervisión continua no sea posible, el valor registrado será la media obtenida durante un periodo de muestreo. Con frecuencia, las concentraciones de las aguas residuales se calculan como el total del material soluble y no soluble.

3.14.4.3 ESTIMACIONES DE EMISIONES BASADAS EN LA MEDICIÓN DE PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO

Para cuantificar las emisiones, no siempre resulta imprescindible realizar mediciones directas en las fuentes. Si estas fuentes presentan unos factores de emisión con una calidad relativamente alta o unos algoritmos de estimación de emisiones que permitan predecir las emisiones con un alto porcentaje de precisión con unas condiciones de funcionamiento típicas, las emisiones se pueden supervisar recogiendo y procesando estos datos de actividad [1, Corinair, 1996]. Si los factores de emisión se definen de forma adecuada, pueden proporcionar información más fiable y segura sobre el total de emisiones que si se realizan muestreos o mediciones en puntos concretos.

Los sistemas de supervisión predictiva de emisiones se utilizan con frecuencia para determinar las emisiones de $\text{NO}_x/\text{CO}/\text{CO}_2$ de las turbinas de gas. Se trata de sistemas informatizados que se basan en el registro de distintas variables del proceso, como el flujo de combustible, la temperatura de combustión, la presión/temperatura atmosférica, etc. Los parámetros se procesan mediante un algoritmo específico para cada instalación, que permite registrar las concentraciones contaminantes relevantes en las emisiones a la atmósfera y las emisiones masivas. Los sistemas se suelen calibrar mediante supervisión discontinua una vez al año y han demostrado ser muy precisos. También existen paquetes patentados y algunos de ellos están disponibles en el mercado.

Si se analiza el combustible a través de su caudal, se pueden pronosticar las emisiones de compuestos como SO_2 o CO_2 y otros elementos, como los metales, así como emisiones, según la legislación de conservación. La presencia de algunos elementos, como el azufre y los metales, en el combustible puede servir para calcular su presencia en los efluentes gaseosos sin depurar [2, ESAA, 1999]. Por ejemplo, si se considera que el azufre se convierte por completo, las emisiones de SO_2 procedentes de la combustión de petróleo se pueden calcular basándose en el contenido de azufre de este combustible.

3.14.4.4 FACTORES DE EMISIÓN

Si no se dispone de ningún dato de medición, se pueden utilizar factores de emisión para realizar un cálculo estimado de las emisiones que se producen en las grandes instalaciones de combustión. Estos factores se basan en el consumo de combustible (g/tonelada de combustible consumido) o en el consumo de energía (g/GJ de aporte de energía).

Una central de combustión se puede considerar un elemento único, sin tener en cuenta el tipo o el tamaño de las calderas que la integran, o como varios elementos, es decir, considerando las distintas calderas como unidades individuales. Las diferencias de diseño y funcionamiento de las calderas, así como los combustible utilizados o los controles instalados requieren factores de emisión distintos. Sucede lo mismo con las turbinas de gas y los motores alternativos.

Para determinar las emisiones de un contaminante con un factor de emisión es necesario disponer de información sobre el índice de actividad de la central. El índice de actividad y el factor de emisión de una central se determinan con los datos disponibles (por ejemplo, el consumo de combustible) y utilizando el mismo nivel de agregación (considerando la central como un único elemento o bien considerando las calderas como unidades individuales). El aporte de energía (GJ) se utiliza para determinar el índice de actividad, aunque también se pueden aplicar otras relaciones.

Los factores de emisión se pueden establecer bajo dos perspectivas distintas:

Factor de emisión general: el factor de emisión general es un valor medio establecido para determinadas categorías de caldera que tiene en cuenta las medidas de reducción de emisiones (primarias y secundarias). Este factor sólo está relacionado con el tipo de combustible utilizado y se puede emplear con todo tipo de contaminantes, excepto el SO_2 , ya que el contenido de azufre en el combustible es un elemento necesario para calcular las emisiones de esta sustancia con precisión. Los factores de emisión general sólo se deben utilizar como medida provisional, cuando no se disponga de información específica sobre una técnica.

Factor de emisión especificado: el factor de emisión especificado es un valor definido de forma individual para las calderas, que tiene en cuenta las medidas

de reducción de emisiones (primarias y secundarias). Este factor hace referencia a las características del combustible utilizado (por ejemplo, el contenido de azufre del combustible) y los parámetros de la tecnología empleada.

En principio, los factores de emisión deberán establecerse a partir de la información de la central, siempre que esté disponible. A cada factor, actividad y parámetro de información de producción se le asignará una letra según el nivel de calidad, de acuerdo con las definiciones que se incluyen a continuación. Según [1, Corinair, 1996], se aplicarán las siguientes directrices:

- A Estimación basada en un elevado número de mediciones realizadas en un elevado número de instalaciones que representan ampliamente el sector.
- B Estimación basada en un elevado número de mediciones realizadas en un elevado número de instalaciones que representan una gran parte del sector.
- C Estimación basada en varias mediciones realizadas en un número reducido de instalaciones representativas o un cálculo de ingeniería basado en varios hechos relevantes.
- D Estimación basada en una sola medición o en un cálculo de ingeniería obtenido a partir de varios hechos relevantes y algunas suposiciones.
- E Estimación basada en un cálculo de ingeniería obtenido a partir de suposiciones.

En la guía inventario de emisiones atmosféricas de la Agencia Europea de Medio Ambiente (Atmospheric Emission Inventory Guidebook, EMEP/CORINAIR) [1, Corinair, 1996] se incluye información más detallada sobre estimaciones de emisiones calculadas a partir de factores de emisión, así como la evaluación general de calidad mediante la combinación de distintos índices, como el factor de emisión y el índice de actividad.

3.14.5 Informes sobre los datos de emisiones

Todos los informes y protocolos de medición deberán respetar las directivas nacionales e internacionales pertinentes.

Normalmente, los informes incluyen:

- el objetivo de la campaña de supervisión;
- información general sobre las mediciones;
- una descripción de las instalaciones y su estado e información sobre el funcionamiento;
- condiciones de funcionamiento durante las mediciones;
- información sobre la planificación de las mediciones;
- detalles sobre los puntos de muestreo;
- descripciones de los métodos de medición;

- una presentación tabular de las mediciones individuales, incluidos la temperatura y el caudal o volumen de gas;
- una evaluación de los resultados;
- el factor de errores;
- una presentación de las medidas de garantía de calidad, y
- un resumen.

3.15 Sistemas de gestión ambiental

Descripción: normalmente, desde un punto de vista ambiental, el mejor rendimiento se obtiene instalando la mejor tecnología y utilizándola de la manera más efectiva y eficiente, como constata la Directiva IPPC, en la que el término «técnicas» se define como «la tecnología utilizada y el modo en que la instalación está diseñada, construida, se mantiene, se utiliza y se desmantela».

Para las instalaciones IPPC, un sistema de gestión ambiental (SGA) es una herramienta que los operadores pueden utilizar para tratar cuestiones de diseño, construcción, mantenimiento, funcionamiento y desmantelamiento de manera sistemática y práctica. En un SGA se incluyen la estructura organizativa, responsabilidades, prácticas, procedimientos, procesos y recursos para desarrollar, aplicar, mantener, evaluar y supervisar la política ambiental. Los SGA resultan más efectivos y eficientes cuando forman parte inherente de la gestión y el funcionamiento globales de una instalación.

En la Unión Europea, hay muchas organizaciones que han decidido de forma voluntaria emplear SGA de conformidad con la norma EN ISO 14001:1996 o el sistema comunitario de gestión y auditoría ambientales (EMAS). El EMAS incluye los requisitos de gestión del sistema que se establecen en la EN ISO 14001 pero, además, pone un énfasis adicional en la conformidad legal, el funcionamiento ecológico y la participación del personal. Además, también requiere la verificación externa del sistema de gestión y la validación de una declaración ecológica pública (según la norma EN ISO 14001, se puede presentar una declaración propia como alternativa a la verificación externa). Por otra parte, existen muchas organizaciones que han decidido aplicar SGA sin normalizar.

En principio, tanto los sistemas normalizados (EN ISO 14001:1996 y EMAS) como los no normalizados (personalizados) contemplan la organización como una única entidad. Sin embargo, este documento emplea una perspectiva más ajustada y no incluye todas las actividades de la organización como, por ejemplo, sus productos y servicios, ya que la entidad que regula la Directiva IPPC es la instalación (como se menciona en el artículo 2).

Un SGA para una instalación IPPC puede incluir los siguientes elementos:

- (a) definición de una política ambiental;
- (b) planificación y establecimiento de objetivos y metas;
- (c) aplicación y gestión de procedimientos;
- (d) comprobación y corrección;
- (e) evaluación de la gestión;
- (f) elaboración de una declaración ecológica regular;
- (g) validación por parte de un organismo de certificación o un verificador de SGA externo;
- (h) diseño que tenga en cuenta el eventual desmantelamiento de la central al final de su vida útil;
- (i) desarrollo de tecnologías más limpias;
- (j) análisis comparativo.

Estas cuestiones se explican más detalladamente en los siguientes párrafos. Se puede consultar información más precisa sobre los componentes de (a) a (g), que forman parte del EMAS, en la bibliografía que se incluye más adelante.

(a) Definición de una política ambiental

Los altos cargos de la organización son los responsables de definir una política ambiental para una instalación, asegurándose de que:

- se adecua a la naturaleza, escala e impactos ambientales de las actividades;
- incluye un compromiso en materia de prevención y control de la contaminación;
- incluye el compromiso de respetar la legislación y el reglamento ambiental aplicable y pertinente, así como otros requisitos con los que se haya comprometido la organización;
- proporciona el marco para establecer y evaluar objetivos y metas ambientales;
- está documentado y se presenta a todos los empleados;
- está abierta al público y a todas las partes interesadas.

(b) Planificación:

- procedimientos para estipular los aspectos ambientales de la instalación, con el fin de determinar las actividades que tienen o pueden tener un impacto significativo en el medio ambiente y mantener esta información actualizada;
- procedimientos para determinar y tener acceso a los requisitos legales y no legales con los que la organización se compromete, relativos a los aspectos ambientales de sus actividades;
- establecer y evaluar los objetivos y metas ambientales documentados, teniendo en cuenta los requisitos legales y no legales y las opiniones de las partes interesadas;

- establecer y actualizar regularmente un programa de gestión ambiental que incluya la asignación de responsabilidades para alcanzar ciertos objetivos y metas en cada función y nivel relevantes, así como los medios y el intervalo de tiempo dentro del cual se deben cumplir.

(c) Aplicación y gestión de procedimientos

Es importante disponer de sistemas *in situ* para garantizar que los procedimientos se conocen, se entienden y se respetan. Por lo tanto, una gestión ambiental efectiva incluye:

(i) Estructura y responsabilidad

- definir, documentar y dar a conocer modelos, responsabilidades y autoridades, incluido el nombramiento de un representante de gestión específico;
- proporcionar los recursos básicos para la aplicación y el control del SGA, incluidos personal y recursos tecnológicos, financieros y para la formación especializada.

(ii) Formación, concienciación y competencia

- determinar las necesidades de formación del personal para garantizar que cualquier empleado cuyo trabajo pueda tener un efecto significativo en el impacto ambiental de la actividad haya recibido la formación adecuada.

(iii) Comunicación

- establecer y mantener procedimientos para la comunicación interna entre el personal de distintos niveles y con distintas funciones en la instalación, además de procedimientos para favorecer el diálogo con las partes interesadas externas y para recibir, documentar y, cuando sea razonable, responder a las comunicaciones relevantes de las partes interesadas externas.

(iv) Implicación del personal

- implicar al personal en el proceso destinado a conseguir un alto rendimiento ecológico a través de estrategias de participación adecuadas, como un libro de recomendaciones, trabajo en grupo para proyectos determinados o comités ambientales.

(v) Documentación

- elaborar y mantener actualizados documentos informativos, en formato impreso o electrónico, que describan los elementos principales del sistema de gestión y su interacción y proporcionen enlaces a documentación relacionada.

(vi) Control eficiente del proceso

- control adecuado de los procesos en cualquier modo de funcionamiento, como la preparación, la puesta en marcha, el funcionamiento rutinario, el cierre y las condiciones anormales;
- determinar los indicadores y métodos de funcionamiento clave para medir y controlar los siguientes parámetros: flujo, presión, temperatura, composición y cantidad;
- documentar y analizar las condiciones de funcionamiento anormales para detectar las causas que las originan y solucionar el problema para asegurar que no se repiten (para fomentar esta acción se puede emplear una política de no culpabilidad, en la que la identificación de las causas sea más importante que determinar quién es el culpable del fallo).

(vii) Programa de mantenimiento

- establecer un programa estructurado de mantenimiento basado en descripciones técnicas del equipo, normas, etc., así como los posibles fallos del equipo y sus consecuencias;
- utilizar sistemas adecuados de registro y pruebas de diagnóstico para favorecer el programa de mantenimiento;
- asignar claramente la responsabilidad de planificación y ejecución del mantenimiento.

(viii) Preparación y respuesta ante emergencias

- establecer y mantener procedimientos para detectar el potencial y las posibles respuestas ante accidentes y situaciones de emergencia, y para prevenir y mitigar los impactos ambientales que puedan comportar estas situaciones.

(d) Comprobación y corrección

(i) Supervisión y medición

- establecer y mantener procedimientos documentados para supervisar y medir regularmente las características principales de las operaciones y actividades que pueden tener un impacto significativo en el medio ambiente, incluido el registro de información para controlar el rendimiento, los controles operativos relevantes y la conformidad con los objetivos y metas ambientales de la instalación (consulte el documento de referencia sobre control de las emisiones);
- establecer y mantener un procedimiento documentado para evaluar periódicamente el cumplimiento de la legislación y reglamento ambientales pertinentes.

(ii) Acción correctiva y preventiva

- establecer y mantener procedimientos para asignar responsabilidad y autoridad para gestionar e investigar el incumplimiento de las condiciones de la licencia, así como otros requisitos legales, objetivos y metas ambientales, y actuar para mitigar los impactos causados e iniciar y completar acciones de corrección y prevención apropiadas para la magnitud del problema y proporcionales al impacto ambiental detectado.

(iii) Registros

- establecer y mantener procedimientos para la identificación, el mantenimiento y la disposición de registros ambientales legibles y fáciles de localizar e identificar, incluidos registros sobre formación y resultados de auditorías y evaluaciones.

(iv) Auditoría

- establecer y mantener uno o varios programas y procedimientos para realizar auditorías periódicas del SGA que incluyan reuniones con el personal, inspección de las condiciones de funcionamiento y del equipo y revisión de los registros y la documentación, y que concluyan con un informe escrito, realizado de manera imparcial y objetiva por empleados (auditores internos) o partes externas (auditores externos), en el cual se incluya el objetivo, la frecuencia y la metodología de la auditoría, así como las responsabilidades y los requisitos necesarios para realizar auditorías y presentar los resultados, con el objetivo de determinar si el SGA se adecua a las disposiciones planificadas y se ha aplicado y mantenido correctamente;
- realizar auditorías en intervalos que no superen los tres años, según la naturaleza, la escala y la complejidad de las actividades, la relevancia de los impactos ambientales asociados, la importancia y la urgencia de los problemas detectados en auditorías previas y el historial de problemas ambientales. Las actividades más complejas y con un mayor impacto ambiental requieren auditorías más frecuentes;
- disponer de los mecanismos adecuados en las instalaciones para garantizar que las conclusiones de la auditoría se toman en consideración.

(v) Evaluación periódica del cumplimiento de la legislación

- evaluar el cumplimiento de la legislación ambiental pertinente y las condiciones de la licencia o licencias ambientales que posee la instalación;
- documentación de la evaluación.

(e) Evaluación de la gestión

- llevar a cabo una evaluación del SGA, realizada por los altos cargos de la organización y en intervalos establecidos por ellos, para garantizar que el sistema continúa siendo adecuado y efectivo;
- asegurar que se recaba la información necesaria para que se pueda realizar esta evaluación;
- documentar la evaluación.

(f) Elaboración de una declaración ecológica regular

- elaborar una declaración ambiental que preste especial atención a los resultados obtenidos en la instalación comparados con los objetivos y metas ambientales establecidos. Se debe elaborar regularmente, una vez al año o con menor frecuencia, dependiendo de la relevancia de las emisiones, la generación de residuos, etc., y debe incluir la información requerida por las partes interesadas pertinentes y ser de dominio público (en publicaciones electrónicas, bibliotecas, etc.);
- cuando se elabore una declaración, el operador deberá utilizar los indicadores de rendimiento ambiental existentes, y asegurarse de que estos indicadores:
 - proporcionan una evaluación precisa del rendimiento de la instalación
 - son comprensibles e inequívocos
 - permiten comparar los resultados de años anteriores para evaluar los cambios en el rendimiento ambiental de la instalación
 - permiten cotejar los análisis comparados sectoriales, nacionales o regionales
 - permiten contrastar el rendimiento ambiental con los requisitos legales.

(g) Validación por parte de un organismo de certificación o un verificador de SGA externo

- la correcta evaluación y validación del sistema de gestión, el procedimiento de auditoría y la declaración ambiental por parte de un organismo de certificación acreditado o un verificador de SGA externo aumenta la credibilidad del sistema.

(h) Diseño que tenga en cuenta el eventual desmantelamiento de la central al final de su vida útil

- tener en cuenta el impacto ecológico del eventual desmantelamiento de una unidad en el momento de diseñar una nueva central, ya que la previsión puede contribuir a que el desmantelamiento resulte más fácil, limpio y económico;

- el desmantelamiento representa un riesgo ambiental de contaminación del suelo (y de las aguas subterráneas) y genera grandes cantidades de residuos sólidos. Aunque las técnicas de prevención dependen del proceso, algunos de los factores generales a tener en cuenta son:
 - evitar las estructuras subterráneas
 - incorporar funciones que faciliten el desmantelamiento de las instalaciones;
 - seleccionar acabados de superficie que se puedan descontaminar fácilmente;
 - utilizar un tipo de equipos que permitan reducir al mínimo las sustancias químicas atrapadas y faciliten el vaciado o lavado;
 - diseñar unidades flexibles e independientes que permitan cerrar la instalación por fases;
 - utilizar materiales biodegradables y reciclables cuando sea posible.

(i) Desarrollo de tecnologías más limpias

- la protección ambiental debería ser un factor presente en el diseño de cualquier proceso, ya que las técnicas desarrolladas más recientemente resultan más efectivas y más económicas. El desarrollo de tecnologías más limpias se puede fomentar con actividades o estudios de I+D. Si estas actividades no se realizan dentro de la organización, se pueden establecer otros modos de estar al día con las investigaciones realizadas por otros operadores o institutos de investigación activos en el campo pertinente, cuando sea preciso.

(j) Análisis comparativo

- contrastar regular y sistemáticamente las actividades de eficiencia y conservación energética, la selección de los materiales utilizados para la generación de energía, las emisiones a la atmósfera y los vertidos al medio acuático (utilizando, por ejemplo, el Registro Europeo de las Emisiones Contaminantes, EPER), el consumo de agua y la generación de residuos con análisis comparativos sectoriales, nacionales o regionales.

SGA normalizados y no normalizados

Un SGA puede ser un sistema normalizado o no normalizado (personalizado). La aplicación y la adhesión a un sistema normalizado y aceptado internacionalmente, como la norma EN ISO 14001:1996, puede dar una mayor credibilidad al SGA, especialmente si se somete a una verificación externa realizada correctamente. El EMAS proporciona una credibilidad adicional al sistema, ya que la declaración ambiental y el mecanismo que garantiza el cumplimiento de la legislación ambiental pertinente se realizan con intervención pública. No obstante, en principio, los sistemas no normalizados pueden resultar igual de efectivos, siempre y cuando se elaboren y se apliquen correctamente.

Beneficios ecológicos obtenidos: la aplicación de un SGA centra la atención del operador en el rendimiento ambiental de la instalación. El mantenimiento y cumplimiento de unos procedimientos de funcionamiento transparentes, tanto en situaciones normales como anormales, y de las responsabilidades asociadas a estos procedimientos deberían garantizar el cumplimiento continuo de las condiciones establecidas en la licencia de la central y de otros objetivos y metas en el ámbito del medio ambiente.

Normalmente, los sistemas de gestión ambiental garantizan una mejora constante del rendimiento ambiental de la central. Si la situación inicial es poco favorable, se pueden conseguir mejoras significativas a corto plazo, mientras que, si la instalación ya presenta un rendimiento ambiental global satisfactorio, este sistema ayudará al operador a mantener un alto nivel de rendimiento.

Efectos cruzados: las técnicas de gestión ambiental tienen como objetivo reducir el impacto general en el medio ambiente y, por lo tanto, coinciden con la perspectiva integrada de la Directiva IPPC.

Información operativa: no hay información específica disponible.

Aplicabilidad: los elementos que se han descrito en este apartado se pueden aplicar en todas las instalaciones IPPC. El ámbito (por ejemplo, el nivel de detalle) y la naturaleza de los SGA (por ejemplo, normalizados o no normalizados) suelen depender de la naturaleza, la escala y la complejidad de la instalación y de la variedad de impactos ambientales que puede producir.

Aspectos económicos: resulta difícil determinar con precisión los costes y los beneficios económicos vinculados a la aplicación y mantenimiento de un SGA. A modo de ilustración, a continuación se incluyen varios estudios, aunque hay que tener presente que sólo son ejemplos y que los resultados no son totalmente coherentes. Es posible que no sean representativos de todos los sectores en la UE y, por lo tanto, deben evaluarse con prudencia.

En 1999 se realizó un estudio en el cual se sondearon las 360 empresas de Suecia que disponían de certificados ISO y formaban parte del EMAS. El porcentaje de respuestas fue del 50% y algunas de las conclusiones obtenidas fueron las siguientes:

- los gastos derivados de la introducción y aplicación de un SGA son elevados pero no excesivos, a excepción de empresas muy pequeñas. Se calcula que estos gastos disminuirán en el futuro;
- una de las posibilidades para reducir los costes es conseguir una mayor coordinación e integración entre el SGA y otros sistemas de gestión;
- la mitad de los objetivos y metas ambientales permiten recuperar la inversión en un año mediante el ahorro en costes o un mayor rédito;

- el mayor ahorro en costes se obtiene con la reducción de los gastos en energía, tratamiento de residuos y materias primas;
- la mayor parte de empresas creen que su posición en el mercado ha mejorado después de aplicar un SGA. Un tercio de las sociedades ha registrado unos beneficios mayores como consecuencia del SGA.

En algunos Estados miembros de la UE, si la instalación dispone de un certificado se aplican tasas de supervisión más reducidas.

Varios estudios³ demuestran que existe una relación inversa entre el tamaño de la empresa y el coste de aplicación de un SGA. De la misma manera, existe una relación similar entre el periodo de recuperación del capital invertido. Estos dos factores implican que la relación coste-beneficio de la aplicación de SGA es mucho más favorable para las grandes empresas que para las pequeñas y medianas empresas.

De acuerdo con un estudio suizo, el coste medio de construcción y funcionamiento de la ISO 14001 puede variar:

- empresas de 1 a 49 empleados: 64.000 francos suizos (44.000 euros) para la construcción del SGA y 16.000 francos suizos (11.000 euros) anuales para su funcionamiento;
- instalaciones industriales con más de 250 empleados: 367.000 francos suizos (252.000 euros) para la construcción del SGA y 155.000 francos suizos (106.000 euros) anuales para su funcionamiento.

Estas cifras son estimaciones y no representan necesariamente el coste real de una instalación industrial determinada, ya que dependen en gran medida de varios factores relevantes (contaminantes, consumo energético, etc.) y de la complejidad de los problemas que se deban estudiar.

A continuación, se incluyen los costes relativos al EMAS calculados en diferentes instalaciones en un estudio reciente llevado a cabo en Alemania [169, Schaltegger y Wagner, 2002]. Cabe destacar que estas cifras son mucho más bajas que las que se estimaban en el estudio suizo presentado anteriormente y, por lo tanto, se confirma la dificultad de determinar los costes de un SGA.

3 E.g. Dyllick y Hamschmidt (2000, 73) citado en Klemisch H. y R. Holger, Umweltmanagementsysteme in kleinen und mittleren Unternehmen – Befunde bisheriger Umsetzung, KNI Documentos 01 / 02, enero de 2002, p 15; Clausen J., M. Keil y M. Jungwirth, The State of EMAS in the EU. Eco-Management as a Tool for Sustainable Development – Literature Study, Instituto de Investigación de Economía Ecológica (Berlín) y Ecologic – Instituto para la Política Ambiental Europea e Internacional (Berlín), 2002, pág. 15.

Costes de construcción (euros):

mínimo	18.750
máximo	75.000
medio	50.000

Costes de validación (euros):

mínimo	5.000
máximo	12.500
medio	6.000

Un estudio realizado por el Instituto Alemán de Empresarios [170, UNI/ASU, 1997] proporciona información sobre los ahorros medios anuales obtenidos con el EMAS y el tiempo medio de recuperación de la inversión. A modo de ejemplo, con unos costes de aplicación de 80.000 euros, el ahorro medio sería de 50.000 euros anuales, que permitirían recuperar la inversión en un año y medio.

Los costes externos relativos a la verificación del sistema se pueden calcular siguiendo las orientaciones del Foro Internacional de Acreditación (<http://www.iaf.nu>).

Motivo principal para su aplicación: los sistemas de gestión ambiental comportan distintas ventajas, como:

- una percepción más correcta de los aspectos ambientales de la empresa;
- una mejor base para tomar decisiones;
- una mayor motivación del personal;
- oportunidades adicionales para reducir los costes de funcionamiento y mejorar la calidad del producto;
- un mejor rendimiento ambiental;
- una mejor imagen corporativa;
- una reducción de los costes dedicados a responsabilidades, seguros e incumplimientos;
- una imagen más atractiva ante empleados, clientes e inversores;
- una mayor confianza de los organismos de regulación, que podría comportar una menor supervisión del cumplimiento de la reglamentación;
- una mejor relación con los grupos ecologistas.

Instalaciones ejemplares: los factores que se han enumerado anteriormente y que se incluyen desde la letra (a) hasta la letra (e) forman parte de la norma EN ISO 14001:1996 y el sistema comunitario de gestión y auditoría ambientales (EMAS), mientras que los factores (f) y (g) sólo son pertinentes al EMAS. Estos

dos sistemas normalizados se aplican en varias instalaciones IPPC. Por ejemplo, en julio de 2002, 357 organizaciones de la industria química y de productos químicos de la UE (NACE 24) estaban registradas en el EMAS, y la mayoría de ellas explotan instalaciones IPPC.

En 2001, la Agencia Ambiental de Inglaterra y Gales realizó un estudio en el Reino Unido entre las instalaciones reguladas por el IPC (precursor de la IPPC). Los resultados de este estudio demostraron que un 32% de los encuestados disponía de un certificado ISO 14001 (correspondiente a un 21% de todas las instalaciones IPC), y un 7% estaba registrado en el EMAS. Asimismo, todas las cementeras del Reino Unido (unas 20) disponen de un certificado ISO 14001 y la mayoría de ellas están registradas en el EMAS. En Irlanda, donde las licencias IPC sólo se conceden si se aplica un SGA (no necesariamente de tipo normalizado), se estima que 400 de cada 500 instalaciones con licencia han optado por un sistema de gestión ambiental no normalizado.

Bibliografía de referencia: [194, CE, 2002].

3.15.1 MTD para la gestión ambiental

Hay varias técnicas de gestión ambiental que se consideran MTD. El ámbito (por ejemplo, el nivel de detalle) y la naturaleza de los SGA (por ejemplo, normalizados o no normalizados) suelen depender de la naturaleza, la escala y la complejidad de la instalación y de la variedad de impactos ambientales que puede producir.

Se puede considerar MTD la aplicación y el cumplimiento de un SGA que incluya, según las circunstancias específicas de la central, las siguientes características (consulte el apartado anterior):

- definición de una política ambiental para la instalación establecida por los altos cargos (el compromiso de los altos cargos se considera una condición previa para la correcta aplicación de otras características del SGA);
- planificación y establecimiento de los procedimientos necesarios;
- aplicación de los procedimientos, con especial atención a los siguientes puntos:
 - estructura y responsabilidad;
 - formación, concienciación y competencia;
 - comunicación;
 - implicación del personal;
 - documentación;
 - control eficiente del proceso;
 - programa de mantenimiento;
 - estrategia y respuesta ante emergencias;
 - cumplimiento de la legislación ambiental.

- control del rendimiento y acciones correctivas, con especial atención a los siguientes puntos:
 - supervisión y medición (consulte el documento de referencia sobre control de emisiones);
 - acción correctiva y preventiva;
 - mantenimiento de registros;
 - auditorías internas independientes (cuando proceda) para determinar si el SGA se adecua a las disposiciones estipuladas y se ha aplicado y mantenido correctamente.
- evaluación por parte de los altos cargos.

Existen tres características más que pueden complementar las fases anteriores y se consideran medidas de apoyo. Sin embargo, no aplicar estas medidas no significa ir en contra de las MTD. Estas tres fases adicionales son:

- disponer de un sistema de gestión y un procedimiento de auditoría examinados y validados por un organismo de certificación acreditado o un verificador de SGA externo;
- preparación y publicación (y posible validación externa) de una declaración ambiental regular que describa todas las cuestiones ambientales significativas de la instalación y permita comparar, año tras año, los objetivos y metas ecológicos y el rendimiento de la instalación con los análisis comparativos del sector, cuando sea apropiado;
- aplicación y cumplimiento de un sistema voluntario aceptado internacionalmente, como el EMAS y la norma EN ISO 14001:1996. Esta acción voluntaria podría proporcionar una mayor credibilidad al SGA, especialmente el EMAS, que abarca todas las características mencionadas anteriormente. No obstante, en principio, los sistemas no normalizados pueden resultar igual de efectivos siempre y cuando se elaboren y se apliquen correctamente.

En este sector de la industria* también es importante tomar en consideración las siguientes características potenciales del SGA:

- tener en cuenta el impacto ambiental de un eventual desmantelamiento de la unidad en el momento de diseñar una instalación nueva;
- favorecer el desarrollo de tecnologías más limpias;
- siempre que sea posible, realizar análisis comparativos sectoriales con regularidad, que incluyan las actividades de eficiencia y conservación energética, la selección de los materiales utilizados para la producción de energía, las emisiones a la atmósfera, los vertidos al medio acuático, el consumo de agua y la generación de residuos.

3.16 Introducción a la perspectiva integrada de la protección del medio ambiente en su conjunto

En este apartado se analiza la perspectiva integrada desde tres puntos de vista diferentes [59, Grupo de trabajo finlandés sobre GIC, 2000]:

- la influencia mutua de las técnicas de reducción de emisiones utilizadas para distintos contaminantes en las características inherentes del proceso de una gran instalación de combustión;
- la dependencia del rendimiento de una técnica de reducción de emisiones de un contaminante determinado en función de la influencia de otros medios ambientales, la energía, los bienes consumibles, los flujos generados, la calidad de las sustancias residuales y sus costes;
- la necesidad de encontrar el equilibrio adecuado entre los beneficios ecológicos (reducción de las emisiones de distintos tipos de contaminantes), los efectos en los distintos medios, los costes y la energía consumida.

Un ejemplo de la influencia mutua de la contaminación en grandes instalaciones de combustión es la interdependencia entre las emisiones de NO_x de un quemador con baja emisión de NO_x y el carbono sin quemar, el CO y los hidrocarburos. Si se intenta reducir al mínimo la formación de NO_x , en algún momento del proceso, la fracción de combustible sin quemar aumenta rápidamente. Como consecuencia, no solo disminuye la eficiencia de combustión, sino que se generan otros contaminantes, como CO e hidrocarburos sin quemar, cuya eliminación del gas de combustión acarrea unos costes desproporcionados. Además, si las cenizas volantes contienen más de un 5% de carbono sin quemar, no se pueden reciclar en cemento o en productos para la construcción y, por lo tanto, es necesario eliminarlas llevándolas a un vertedero.

Otro ejemplo es la influencia de la temperatura de combustión en lecho fluidizado en la formación de NO_x y N_2O . La formación de NO_x se puede reducir disminuyendo la temperatura de combustión del lecho fluidizado pero, a consecuencia de esta reducción, en algún momento del proceso, el índice de formación de N_2O empieza a aumentar. Es necesario encontrar una solución intermedia para las temperaturas de combustión y establecer un criterio para determinar con qué temperatura se puede conseguir el mejor equilibrio general. Además de los óxidos de nitrógeno, la captura de azufre en los procesos de combustión en lecho fluidizado con caliza también depende de la temperatura del lecho.

Un tercer ejemplo es la reducción catalítica de los NO_x . A pesar de que representa una medida efectiva para reducir las emisiones de NO_x , esta técnica emite pequeñas cantidades de amoníaco (escape de amoníaco) al medio ambiente. Además, el transporte, manipulación y almacenamiento del amoníaco comportan un peligro ecológico potencial. En las centrales pequeñas se suelen utilizar soluciones acuosas de amoníaco y, por lo tanto, el riesgo es menor. Sin embargo, en centrales

de grandes dimensiones, donde se emplea amoníaco líquido, las consecuencias de un accidente podrían ser muy graves.

Cuando se analiza el rendimiento de una técnica de reducción de la contaminación frente a los costes que se derivan de su aplicación, así como los requisitos de energía y bienes consumibles y la necesidad de gestionar las sustancias residuales creadas, la conclusión general es que se pueden conseguir unos resultados mejores si se invierte una suma mayor de dinero. Un ejemplo es la reducción del azufre en las calderas de combustión en lecho fluidizado. Para aumentar la proporción de azufre capturado es necesario incrementar el exceso de caliza en el lecho fluidizado. Por lo tanto, para mejorar la eliminación del azufre, es necesario emplear una cantidad más elevada de caliza, que, a su vez, comporta una mayor acumulación de cenizas. Desde un punto de vista ecológico, el uso de la caliza y el aumento de la cantidad de cenizas son los efectos secundarios negativos que comporta un mayor índice de reducción del azufre en una caldera de combustión en lecho fluidizado burbujeante. Además, si las cenizas contienen una proporción elevada de Ca, no se pueden utilizar para ningún otro propósito. La situación respecto al consumo de Ca es cualitativamente similar a la desulfuración semiseca del gas de combustión.

En la desulfuración húmeda, el exceso de calcio no es necesario. Además, esta sustancia no se puede utilizar si el subproducto que se pretende producir es yeso de calidad comercial. Para conseguir una mayor eficiencia de reducción es necesario utilizar un reactor de depuración más grande y aumentar el consumo de energía eléctrica destinada a las bombas de circulación de las suspensión de depuración, los ventiladores de tiro inducido y los intercambiadores de calor del lavador. Asimismo, para obtener una mayor reducción del azufre, el aumento del consumo de Ca y de la producción de yeso es reducido. Sin embargo, se consume más energía eléctrica y, por lo tanto, se emite más CO₂ a la atmósfera.

La eficiencia de eliminación de partículas de los PE y los filtros de mangas puede mejorar casi indefinidamente si se aumenta el tamaño y, por lo tanto, el coste del equipo. Lo mismo sucede con la reducción catalítica selectiva de NO_x: si se añaden más elementos catalíticos, se consigue una reducción mayor y se puede reducir el escape de amoníaco.

4. Técnicas de combustión del carbón y el lignito

En la Figura 4.1 – Figura 4.4 se presenta la situación actual de las grandes instalaciones de combustión de la UE alimentadas con carbón y lignito, referente a la capacidad, el número de unidades y la antigüedad de las centrales.

Figura 4.1: Centrales eléctricas alimentadas con carbón y lignito en los países de la UE-15 [110, Kakaras y Grammelis, 2000]

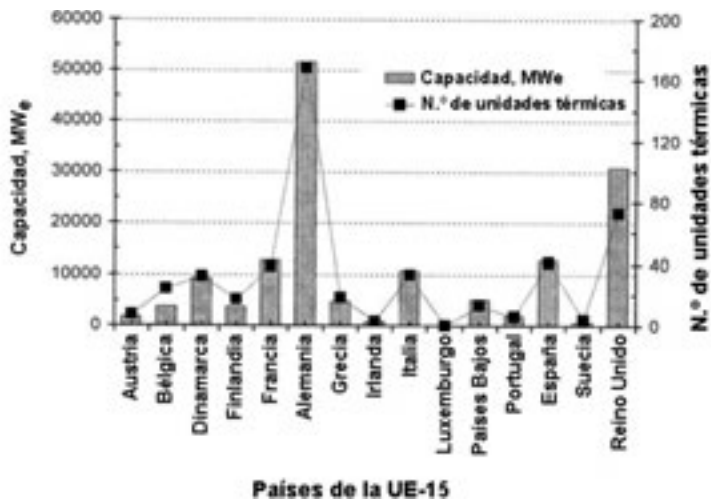


Figura 4.2: Capacidad y antigüedad de las centrales eléctricas alimentadas con carbón y lignito en los países de la UE-15 [110, Kakaras y Grammelis, 2000]

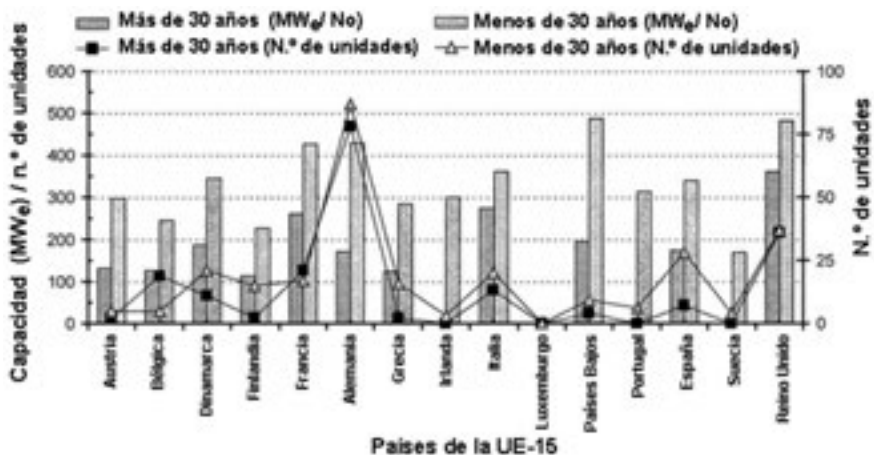


Figura 4.3: Antigüedad de las centrales eléctricas alimentadas con carbón y lignito en los países de la UE-15 [110, Kakaras y Grammelis, 2000]

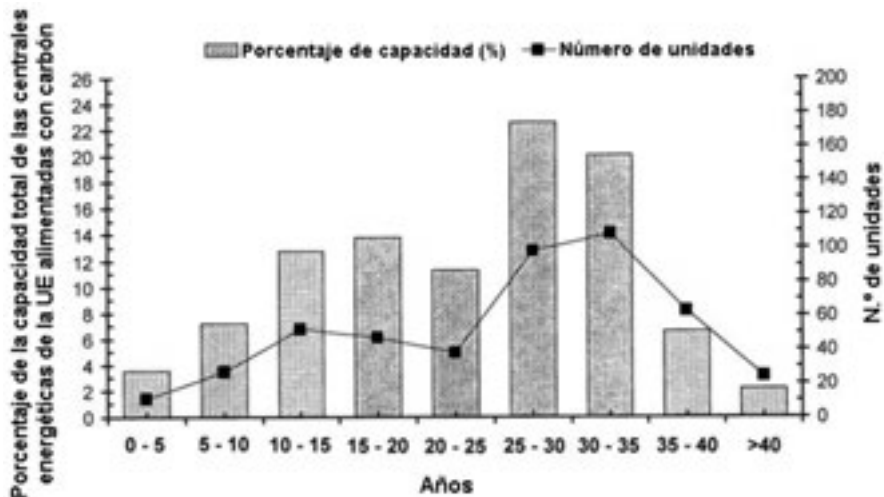
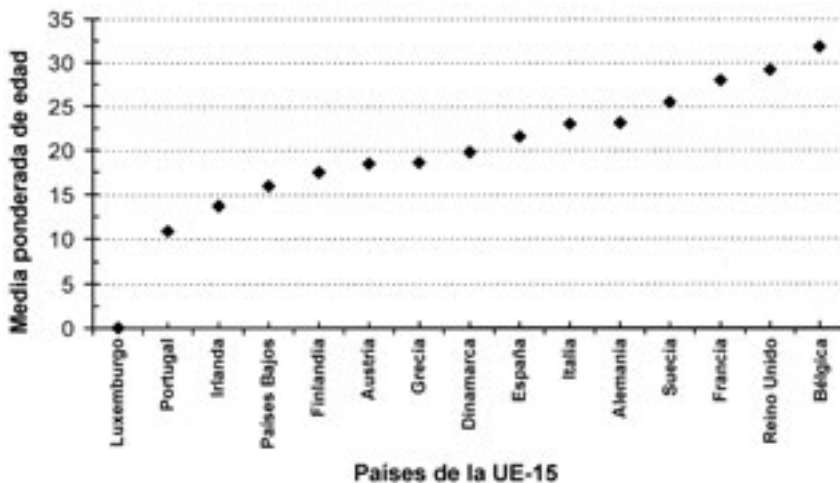


Figura 4.4: Media ponderada de edad según la capacidad de las centrales eléctricas alimentadas con carbón y lignito de los países de la UE-15 [110, Kakaras y Grammelis, 2000]



4.1 Procesos y técnicas aplicados

En la mayoría de países, las centrales eléctricas por condensación que utilizan combustibles fósiles y, en especial, carbón y lignito constituyen la espina dorsal del sistema de generación de energía. En esta parte del capítulo se incluye información sobre los procesos y las técnicas que se aplican en las grandes instalaciones de combustión de carbón y lignito.

4.1.1 Descarga, almacenamiento y manipulación del carbón, el lignito y los aditivos

4.1.1.1 CARBÓN Y LIGNITO

Los combustibles sólidos como el carbón y el lignito se transportan en barcos, trenes y camiones, dependiendo de la distancia y de los sistemas de transporte disponibles en las minas y los emplazamientos de las grandes instalaciones de combustión. Normalmente, el material se descarga mediante cintas transportadoras. Si las grandes instalaciones de combustión se encuentran cerca de minas o puertos, el suministro de combustible también se puede realizar directamente desde la mina o el puerto, utilizando cintas transportadoras.

El carbón y el lignito se suelen almacenar en pilas a cielo abierto (parques de carbón), con una capacidad de almacenamiento que va desde unos días hasta tres meses y, en algunos casos, incluso hasta un año de funcionamiento. Esta capacidad adicional de almacenamiento contribuye a mejorar la seguridad del suministro de combustible, ya que permite disminuir la dependencia del transporte. La capacidad de la unidad de almacenamiento depende de varios parámetros, como, por ejemplo, los precios y la disponibilidad del combustible, la política de reservas de combustible de la empresa, la seguridad del suministro y las condiciones climáticas. Normalmente, el combustible se transfiere desde la pila hasta la central con cintas transportadoras. Además, las grandes instalaciones de combustión disponen de una reserva de regulación (por ejemplo, carboneras con una capacidad para varias horas de funcionamiento, habitualmente, de 4 a 24 horas) para cubrir periodos durante los cuales no se puede suministrar combustible desde el parque de carbón.

El almacenamiento y el transporte de combustible pueden contribuir a la formación de polvo. Por este motivo, para controlar las emisiones de partículas finas, las pilas a cielo abierto se rocían con agua pulverizada, salvo que la humedad del combustible sea suficientemente elevada y, por lo tanto, este proceso sea innecesario. Durante la carga y la descarga de las pilas a cielo abierto, es importante reducir al mínimo la altura desde la cual se deja caer el combustible hasta la pila o las cintas transportadoras, con el objetivo de evitar emisiones de polvo fugitivo. En las zonas urbanas, los sistemas de transporte suelen ser sistemas cerrados que funcionan con presiones inferiores a la presión atmosférica y, de esta forma, permiten reducir las emisiones fugitivas. Asimismo, con frecuencia se utilizan filtros de tela para limpiar el aire acumulado de partículas de combustible.

Actualmente, se está considerando la necesidad de realizar el transporte y almacenamiento de algunos combustibles sólidos en recipientes completamente cerrados. Este es el caso, por ejemplo, del coque de petróleo, con cuyo transporte y almacenamiento se pueden producir emisiones de partículas finas enriquecidas con altos niveles de níquel, vanadio y HAP.

4.1.1.2 ADITIVOS Y REACTIVOS DE TRATAMIENTO

Los aditivos y reactivos de tratamiento químico se utilizan regularmente para distintos propósitos en las centrales de combustión. Se pueden emplear en equipos de reducción de emisiones, como centrales de desulfuración, para reducir los óxidos de nitrógeno o bien en centrales de tratamiento de aguas y aguas residuales. Los reactivos químicos, por ejemplo, se usan como aditivos en el agua de reposición de las calderas, mientras que los biocidas se utilizan en los sistemas de refrigeración.

El suministrador o el responsable de la central establece cómo se deben almacenar estos materiales. Los reactivos pueden reaccionar unos con otros y, por lo tanto, los métodos de almacenamiento y manipulación suelen incluir la segregación de los materiales reactivos. Los líquidos se almacenan en tambores o depósitos en zonas cercadas, a cielo abierto o en un lugar cerrado, o bien se utilizan recubrimientos resistentes a los ácidos y las sustancias químicas. Los sólidos pulverizados, como la cal, se almacenan en silos, tambores o sacos situados en el interior y con sistemas de desagüe aislado. Las materias primas sólidas de estructura gruesa se suelen almacenar en zonas de almacenamiento a cielo abierto. Para el transporte de los materiales se utilizan sistemas de transporte mecánico o neumático (por ejemplo, transportadores helicoidales, elevadores de cangilones, etc.).

Los gases se distribuyen hacia los distintos procesos de la central a través de tuberías, que se encuentran en la parte superior de los recintos y disponen de sistemas de protección. La normativa sobre sanidad y seguridad regula el almacenamiento y la distribución de amoníaco líquido o gaseoso, que se utiliza en los sistemas de RCS y RNCS para reducir las emisiones de NO_x .

4.1.2 Pretratamiento del carbón y el lignito

Una cuidadosa selección del carbón resulta una manera efectiva para moderar las emisiones a la atmósfera y al medio acuático y reducir la cantidad de residuos. Si se utiliza carbón suministrado por vías comerciales o importado, es fundamental que los niveles de azufre y cenizas sean mínimos. También es fundamental utilizar combustibles que posean un elevado contenido energético y que impliquen los mínimos costes de transporte y manipulación. El riesgo de incendio y explosión representan el principal inconveniente del pretratamiento del carbón.

Para conseguir una calidad de combustible constante, factor que permite optimizar el proceso de combustión, se puede realizar una mezcla de carbón, según el nivel de especificación de la central de combustión. Para ello, sólo es necesario recoger el carbón de la pila de combustible en una secuencia distinta a la secuencia de descarga, o bien mezclar diferentes tipos de carbón en silos situados entre el parque de carbón y las carboneras de carbón bruto.

Algunos de los efectos de una mezcla pobre en combustible son:

- disminución del contenido de CO_2 en el gas de combustión;
- aumento del flujo de aire y de gases de combustión;
- aumento del contenido de O_2 en el gas de combustión;
- aumento de las pérdidas a través del gas de escape;
- aumento del consumo energético de los ventiladores y las emisiones de CO_2 específico;
- disminución de la eficiencia.

Los objetivos de una mezcla pobre en combustible son:

- disminución de las temperaturas de la cámara de combustión (hogares de fondo seco);
- disminución de los NO_x primarios en el gas de combustión (menor consumo de NH_3 y un mayor periodo de funcionamiento del sistema RCS);
- disminución del contenido de CO del gas de combustión (menor riesgo de corrosión);
- disminución de las sustancias sin quemar en las cenizas volantes (cenizas volantes utilizables);
- aumento del consumo de catalizadores.

Los efectos de una mezcla rica en combustible son:

- aumento del contenido de CO_2 del gas de combustión;
- disminución del flujo de aire y de gas de combustión;
- disminución del contenido de O_2 del gas de combustión;
- disminución de las pérdidas a través del gas de escape;
- disminución del consumo de energía de los ventiladores y las emisiones de CO_2 específico.

Los objetivos de una mezcla rica en combustible son:

- aumento de la temperatura de la cámara de combustión (hogares de cenizas fundidas, mejor extracción de las cenizas);
- aumento de la eficiencia.

Condiciones eliminatorias:

- el contenido de CO del gas de combustión no debe aumentar;
- el contenido de carbono sin quemar de las cenizas volantes no debe aumentar (riesgo de una mayor corrosión o recirculación de las cenizas)

Los objetivos generales, independientemente de si la mezcla de combustible es rica o pobre, son:

- reducir los SO_x del gas de combustión en las centrales sin sistemas de DGC o con sistemas de DGC poco eficientes;
- o aumentar los SO_x del gas de combustión para una mayor eficiencia de los PE (resistencia de las cenizas).

El lignito se traslada en cintas transportadoras (normalmente, situadas a cubierto) desde el parque de almacenamiento de lignito hasta el taller de trituración, donde se utilizan molinos de martillos y dos trituradores de cilindros para reducir su tamaño hasta conseguir piezas de 80 a 40 mm o menos. A continuación, el lignito triturado se conduce hasta los almacenes de las calderas en cintas transportadoras. Normalmente, cada caldera dispone de seis a ocho almacenes, con una capacidad suficiente para que la unidad de generación de vapor funcione a tiempo completo de cuatro a ocho horas, con los molinos funcionando a su capacidad nominal y con un lignito de la peor calidad. En esta fase, la humedad del lignito es del 45% – 70% y, por lo tanto, las emisiones de partículas durante el transporte y el triturado son insignificantes, a excepción de los puntos de transferencia, donde las corrientes de aire podrían levantar polvo de lignito. Sin embargo, esto sólo ocurre en una zona determinada y en cantidades reducidas. Para garantizar unas condiciones sanitarias adecuadas durante el trabajo en la zona del almacén, el taller de trituración y los sistemas de manipulación del lignito, se deben tomar todas las medidas necesarias. Se pueden instalar, por ejemplo, sistemas para eliminar el polvo, con aspiradores de aire en los puntos de transferencia y en las cintas transportadoras cerradas, o utilizar filtros de tela para depurar el aire y mantener la concentración de partículas dentro de los edificios por debajo del máximo permitido en condiciones de trabajo.

4.1.3 Preparación del combustible

4.1.3.1 PREPARACIÓN DEL COMBUSTIBLE PARA LA COMBUSTIÓN DE CARBÓN PULVERIZADO

Normalmente, el carbón bruto requiere una preparación para poder ser utilizado de forma segura, económica y eficiente en un sistema de combustión de carbón pulverizado. En todos los sistemas de pulverización de carbón, el combustible sólido se debe secar, triturar y clasificar antes de trasladarlo hasta las calderas.

Para que las condiciones de combustión sean óptimas, el porcentaje de humedad del combustible sólido no debe superar el intervalo entre 1% – 2%. En el caso del carbón bruto, este porcentaje se puede reducir secando el combustible en el molino.

Muchos molinos rechazan los trozos de material inorgánico o metálico de pequeñas dimensiones, aunque a otros, estos materiales no les producen ningún efecto adverso. Sin embargo, para eliminar los objetos metálicos más grandes, se puede instalar un separador magnético en el sistema transportador del carbón bruto,

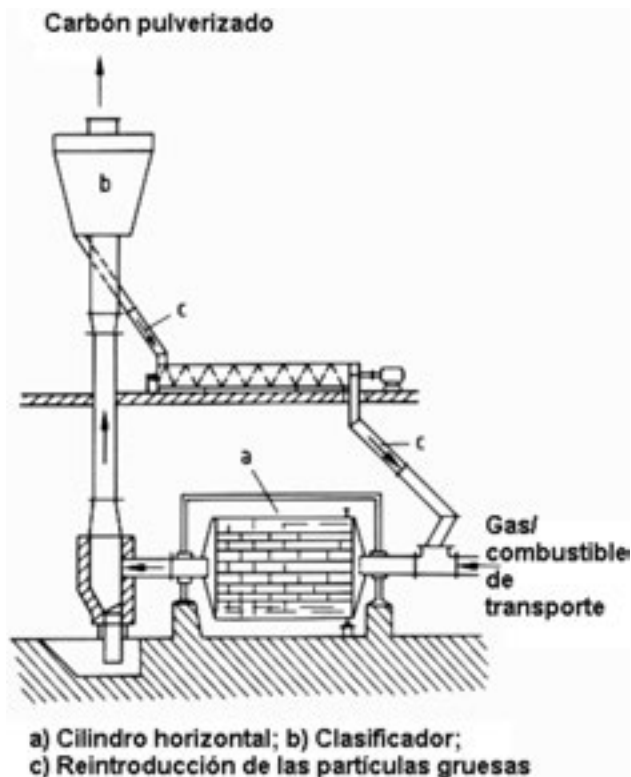
ya que estos objetos podrían dañar los transportadores o el alimentador de carbón pulverizado y obstruir el suministro de combustible.

La selección del tamaño del carbón pulverizado puede tener un efecto significativo en el funcionamiento y los costes del sistema de combustión. Para que la ignición sea rápida y la combustión del carbono sea completa, es necesario que el combustible esté finamente molido. De esta manera, se consigue una mayor eficiencia y se reduce la acumulación de cenizas y partículas en las superficies de los intercambiadores de calor. Sin embargo, el grado de molienda depende del coste del proceso de trituración y, con frecuencia, de los requisitos contradictorios de los costes de triturado frente a los beneficios operativos y ambientales. En calderas existentes, las modificaciones en la distribución del tamaño de las partículas y, por lo tanto, los índices de combustión, también pueden incidir en las emisiones de NO_x . En la actualidad, el carbón se pulveriza en molinos de bolas, molinos de impacto, molinos de viento o molinos de cilindros y guías, que se describen con mayor detalle a continuación:

Molino de bolas: está formado por un cilindro horizontal con un interior recubierto con placas de acero duro. Aproximadamente, un tercio del molino está lleno de bolas de acero forjado de distintas dimensiones, de entre 30 y 80 mm de diámetro. Mientras el molino gira, las bolas y las partículas de carbón se entremezclan en la periferia del cilindro. Las partículas de carbón se pulverizan gracias al continuo movimiento de cascada entre las bolas y las partículas, trituradas por la fricción de las bolas y de otras partículas que se mueven unas encima de otras y en el recubrimiento interior del molino. Las partículas de carbón resultantes se secan con aire caliente y se trasladan hasta el clasificador, donde se extraen las partículas demasiado grandes, que vuelven a introducirse en el molino. A pesar de que el molino de bolas es de construcción sencilla, el consumo energético que comporta es elevado y no varía con la carga.

Molino de impacto: está formado por una serie de martillos fijos o sujetos con bisagras que giran en una cámara recubierta con placas resistentes al desgaste. El carbón se tritura gracias a los golpes y el desgaste. Las fuerzas centrífugas contribuyen a acumular las partículas más grandes cerca de la periferia de los martillos, mientras que las partículas finas salen por la chimenea. Además de moler el carbón, este molino permite aumentar la presión del gas de transporte. A continuación, un clasificador de tipo centrífugo separa las partículas demasiado grandes y las vuelve a introducir en la zona de trituración. Para vencer la resistencia de la presión en el molino, los clasificadores y los pasos de carbón y gas, se requiere una presión elevada. Cuando se utilizan gases de combustión en el molino para secar el combustible, el gas debe proceder de la parte del hogar que registre la presión más alta. Si el gas de combustión contiene SO_2 , la temperatura de las paredes del molino se debe mantener por encima del punto de rocío del ácido. Los molinos de impacto se utilizan con menor frecuencia que otros molinos, ya que su capacidad máxima es inferior a la capacidad de la mayoría de molinos.

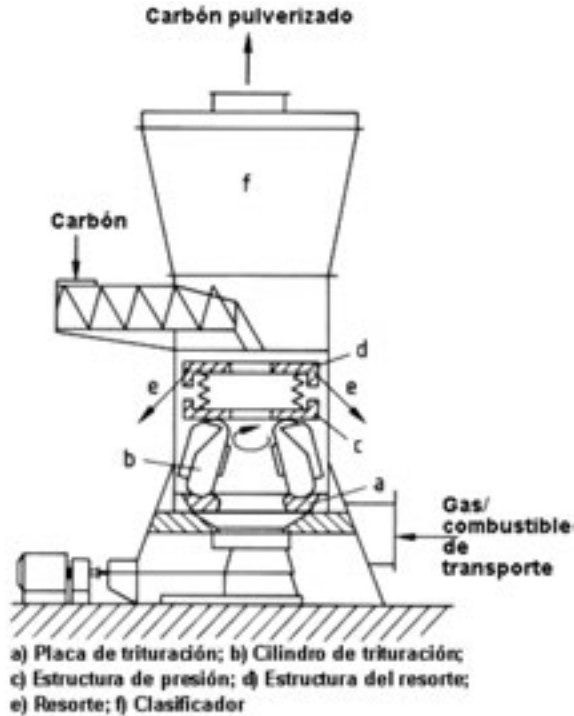
Figura 4.5: Molino de bolas para carbón [79, Bell y Chiu, 2000]



Molino de cilindros y guías: este tipo de molino pulveriza el carbón entre dos superficies que ruedan una encima de la otra. Dentro del molino, hay tres cilindros de trituración situados alrededor y a la misma distancia del diámetro primitivo del molino. Los cilindros de trituración están colocados en una estructura triangular de carga que, a través del resorte, ejerce presión en los ejes de los soportes del cilindro para presionar los cilindros hacia la placa de trituración rotativa. El anillo de trituración, que da forma a la guía circular, funciona a poca velocidad. El diámetro del cilindro es de entre un 25% y un 45% del diámetro del anillo. Cuando el carbón bruto se introduce a través de la tubería de alimentación, se mezcla con carbón parcialmente triturado y aire que recircula en la zona de trituración. Una vez reducido el tamaño de las partículas, se les aplica aire calentado para secarlas y transportarlas hasta un clasificador interno. Las partículas demasiado grandes se vuelven a introducir en la zona de trituración, mientras que las partículas más pequeñas se transfieren al quemador para su posterior combustión.

Existen dos tipos más de molinos de cilindros que funcionan según el mismo principio: el **molino de cuba giratoria**, en el cual las superficies de trituración y los cilindros están dentro de una cuba, y el **molino con rodamiento de bolas**, con

Figura 4.6: Molino de carbón de cilindros y guías [79, Bell y Chiu, 2000]



bolas y guías circulares. Las superficies de trituración mantienen la presión mediante resortes o cilindros hidráulicos. En los molinos de cilindros, la energía necesaria para la trituración disminuye cuando el índice de Molturabilidad hardgrove del carbón aumenta, y el consumo energético por tonelada de carbón suministrado disminuye cuando el índice de suministro aumenta. Los molinos de cilindros suelen triturar trozos de carbón de hasta 5 cm de diámetro y convertirlos en un producto que normalmente contiene un 70% de partículas con una malla de 200-mesh ($74 \approx \mu\text{m}$) [79, Bell y Chiu, 2000].

Tabla 4.1: Tipos de molinos con distintas calidades de carbón [58, Eurelectric, 2001]

Calidad del carbón	Molinos con rodamiento de bolas	Molinos de cuba giratoria	Molinos de bolas
Antracita poco volátil			▪
Antracita muy volátil	▪	▪	▪
Carbón bituminoso poco volátil	▪	▪	▪
Carbón bituminoso muy volátil	▪	▪	▪

Existen distintos métodos para el suministro y la combustión del carbón, como el sistema de combustión directo o el sistema de almacenamiento (indirecto). Si se utiliza el sistema de combustión directo, el carbón pulverizado se traslada desde el molino, a través de los conductos y con la ayuda del gas o de la corriente de aire, y se distribuye en los quemadores. Si se emplea el sistema de combustión indirecto, el carbón pulverizado se descarga en un circuito de transporte con un ventilador de alto rendimiento. Primero, pasa por un clasificador, donde se detectan las partículas demasiado grandes y se vuelven a introducir en el molino, y, a continuación, se transfiere a los ciclones que suministran el combustible al recinto de almacenamiento.

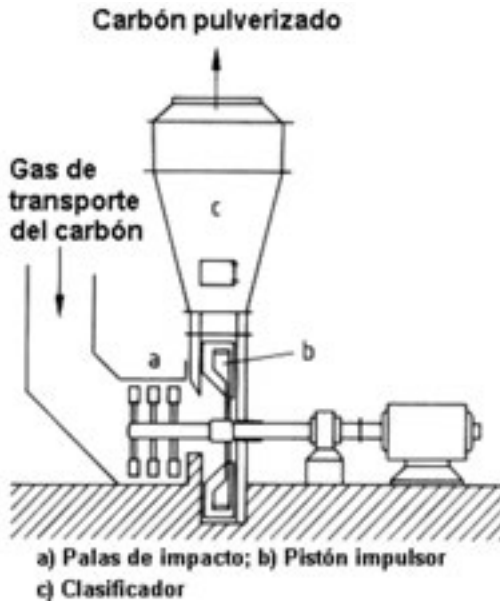
4.1.3.2 PREPARACIÓN DEL COMBUSTIBLE PARA LA COMBUSTIÓN DE LIGNITO PULVERIZADO

El lignito almacenado se introduce en los molinos de lignito a través de alimentadores cerrados. Los alimentadores están especialmente diseñados (por ejemplo, pueden ser de percusión con ventilador) para el tipo de combustible utilizado y permiten pulverizar, secar y distribuir el combustible a la cámara de combustión. Los gases de combustión calientes, que salen de la caldera a través de conductos de recirculación, facilitan la pulverización del lignito. Las partículas de lignito se reducen hasta alcanzar un tamaño inferior a $90\ \mu\text{m}$ (aproximadamente, un 60% a través de una malla de 70-mesh). Gracias al calor de los gases de combustión, la humedad del lignito disminuye del 45% – 70% al 10% 20%, es decir, hasta alcanzar el nivel necesario para unas condiciones de combustión óptimas. Finalmente, la mezcla de polvo de lignito, gases de combustión y humedad se suministra a los quemadores de la caldera. Cuando se introduce en los molinos, esta mezcla también puede contener aire o gas de combustión frío.

Molino de viento: este tipo de molino emplea un pistón impulsor o varias palas de impacto situadas delante del pistón, en el mismo eje o en ejes distintos, para triturar el combustible. El ventilador mejora la mezcla turbulenta y aumenta la velocidad relativa y absoluta de las partículas y el gas. La mezcla proporciona una distribución más uniforme de las partículas de carbón en la circunferencia del pistón impulsor y permite secar el combustible con un alto contenido de humedad. El lignito, que suele presentar un alto nivel de humedad, se puede moler en partículas gruesas [79, Bell y Chiu, 2000].

Cuando se utiliza lignito con un poder calorífico especialmente bajo y un porcentaje de humedad elevado, es necesario realizar otro proceso para eliminar la humedad antes de introducirlo en la cámara de combustión. Este proceso tiene lugar después de los molinos, y consiste en introducir una corriente rica en lignito y humedad en los PE, diseñados especialmente para ello, donde se separan las partículas de lignito seco que, a continuación, se introducen en los quemadores inferiores de la caldera. La mezcla de gases de combustión y humedad se conduce desde los PE de lignito hasta la chimenea o el sistema de DGC mediante ventiladores de tiro inducido.

Figura 4.7: Molino de viento para la molienda de lignito [79, Bell y Chiu, 2000]



4.1.3.3 PREPARACIÓN DEL COMBUSTIBLE PARA LA COMBUSTIÓN EN LECHO FLUIDIZADO

Para la combustión en lecho fluidizado, la mayoría de combustibles sólidos deben estar triturados. El tamaño máximo de los gránulos depende de las propiedades del combustible, aunque es aconsejable utilizar gránulos de 3 a 20 mm. El combustible preparado se transfiere directamente al lecho fluidizado de la cámara de combustión, donde el tamaño medio de las partículas del lecho es de $1.000 \mu\text{m}$ en lecho fluidizado burbujeante, y de entre 100 y $1.000 \mu\text{m}$ en lecho fluidizado circulante.

4.1.3.4 PREPARACIÓN DEL COMBUSTIBLE PARA LA COMBUSTIÓN EN PARRILLA

Si la combustión se realiza en parrillas, sólo será necesaria cierta preparación del combustible. Los trozos grandes de combustible sólido se dividen para que la distribución del tamaño de las partículas sea más o menos homogénea cuando se introduzcan en la cámara de combustión. Normalmente, el tamaño máximo de las partículas de combustible depende de los sistemas de alimentación de la cámara de combustión y de las condiciones técnicas de la parrilla.

4.1.4 Tipos de calderas y generadores de vapor

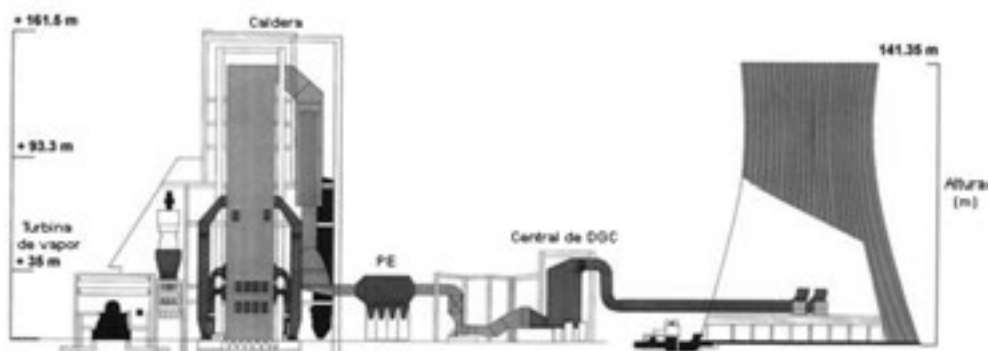
4.1.4.1 CENTRALES ELÉCTRICAS DE CONDENSACIÓN

En el capítulo 2 de este documento se incluye información más detallada sobre esta técnica, así como sobre el proceso de condensación y el ciclo de vapor.

En la mayoría de centrales eléctricas de condensación en funcionamiento, la relación entre el suministro de carbón y la producción de energía (consumo específico) se sitúa en torno al 2,5 (eficiencia: $e = 40\%$; PCI). En otras palabras, por cada unidad de energía generada, se pierden 1,5 unidades de calor, que se liberan a la atmósfera desde la chimenea y el sistema de refrigeración, principalmente, a través del condensador. Desde los años sesenta, la práctica estándar establecida ha sido utilizar calderas de circulación natural, con una presión del vapor de la caldera de unos 170 bar, o bien calderas de circuito abierto, con una presión de unos 240 bar. En ambos casos, las temperaturas de sobrecalentamiento y recalentamiento se sitúan alrededor de los 540° o 570°C , según los materiales utilizados en las tuberías. Recientemente, se han construido centrales energéticas de condensación alimentadas con carbón con materiales más avanzados de alta temperatura, que permiten alcanzar una presión de vapor aproximada de 300 bar y una temperatura del vapor aproximada de 600°C . Un ejemplo es la central de condensación alimentada con carbón que se construyó en Dinamarca en 1998, con un sistema de refrigeración de agua directo y un consumo específico neto de 2,08 ($e = 48\%$) [61, MPS, 1998].

Otro ejemplo de la tecnología más reciente de energía de condensación es la central energética alimentada con lignito que se está construyendo en Alemania. Cuando esté terminada, esta central alcanzará un consumo específico neto de 2,22 ($e = 45\%$), con lignito como combustible y una torre de refrigeración húmeda [62, Kallmeyer et ál., 1998]. En la Figura 4.8 aparece una central energética de

Figura 4.8: Nueva gran central energética alimentada con lignito y equipada con una torre de refrigeración húmeda [92, VEAG, 2000]



condensación alimentada con lignito construida recientemente con un PE, una central de DGC húmeda y una torre de refrigeración húmeda para la emisión de los gases de combustión.

La mayoría de centrales energéticas de condensación alimentadas con carbón o lignito que fueron construidas durante los años noventa han alcanzado un consumo específico aproximado del 2,3 ($e = 43\%$). Cuando las circunstancias lo permiten, se emplea un sistema de refrigeración directa con circuito abierto para reducir al mínimo la temperatura y la presión del condensador y aumentar la eficiencia de generación de energía de la central.

Actualmente, las unidades de condensación de las centrales energéticas son bastante grandes y suelen generar de 300 a 900 MW_el. En estas centrales, el combustible se quema en quemadores para carbón pulverizado. Al comenzar a estar disponibles en el mercado, las calderas de combustión en lecho fluidizado, de mayores dimensiones, también se han comenzado a utilizar en centrales pequeñas. Actualmente, la unidad de generación de energía de condensación en lecho fluidizado en funcionamiento con mayor capacidad produce 300 MW_el, y se está investigando la posibilidad de construir una unidad que pueda generar 600 MW_el. Para controlar las emisiones de NO_x, se utilizan quemadores especiales con baja emisión de NO_x u otras técnicas primarias de reducción de emisiones de NO_x. Si estas medidas no fueran suficientes, también se pueden emplear sistemas de reducción catalítica selectiva (RCS) o reducción no catalítica selectiva (RNCS) con urea o amoníaco para eliminar los NO_x del gas de combustión.

La desulfuración del gas de combustión en las centrales energéticas de condensación se suele realizar en lavadores situados entre el generador de vapor y la chimenea de gas de combustión. Si la combustión se realiza en un lecho fluidizado, se puede obtener una mejor desulfuración en el propio lecho fluidizado, por ejemplo, añadiendo carbonato de calcio en el lecho. De esta manera, no es necesario disponer de una instalación para la desulfuración al final del proceso.

La medida de protección ambiental más antigua que se aplica en las centrales energéticas de condensación convencionales es la eliminación de cenizas y partículas de carbón del gas de combustión. Para ello, el método más conocido son los PE, aunque una cámara de filtros con filtros de mangas también se suele utilizar.

4.1.4.1.1 Calderas de fondo seco

Las calderas u hogares de fondo seco funcionan con temperaturas inferiores al punto de fusión de las cenizas cerca de las paredes del hogar o de los intercambiadores de calor. En el centro de la llama, las temperaturas suelen ser más altas que el punto de fusión de las partículas de ceniza. Entre un 10% y un 20% de las cenizas se transfieren al fondo seco y se extraen como cenizas de fondo, mientras

que el 80% – 90% restante fluye junto con el gas de combustión y se elimina en los precipitadores.

Esta técnica ofrece la mayor capacidad instalada en la combustión de carbón de todo el mundo. En Europa, existen nuevas centrales que emplean esta tecnología con lignito como combustible y registran una capacidad por unidad de hasta 950 MW_e. En EE. UU. y Japón, se han construido unidades con capacidades incluso más elevadas para la combustión de carbón.

4.1.4.1.2 Calderas de fondo húmedo

Las calderas de fondo húmedo u hogares de cenizas fundidas (o granulado) con eliminación de cenizas húmedas se han desarrollado para poder ser utilizadas a temperaturas superiores al punto de fusión de las cenizas (1.400 °C). Estos hogares poseen un revestimiento cerámico especial que les permite soportar las temperaturas de las cenizas fundidas y el ataque químico de las altas temperaturas. Una gran cantidad de cenizas se acumula en las paredes y, gracias a su forma líquida, se deslizan hacia el fondo de la caldera. En este sistema de combustión, las cenizas volantes se pueden reciclar en la cámara de combustión para producir escorias de caldera como subproducto, en lugar de cenizas volantes. La composición de las cenizas depende de la composición del carbón. Este tipo de calderas se utiliza, sobre todo, para la combustión de antracita, que contiene una cantidad relativamente baja de cenizas volantes.

Figura 4.9: Ejemplos de calderas de fondo seco y fondo húmedo en funcionamiento en la UE [80, Siemens, 2000]

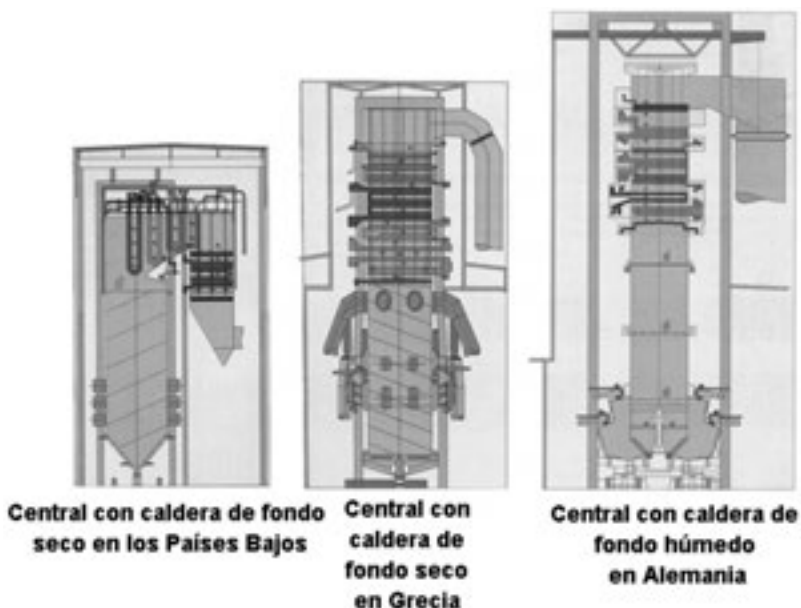
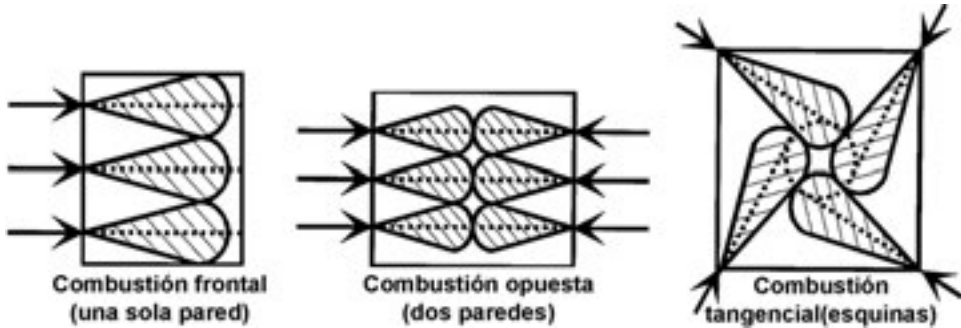


Figura 4.10: Diferentes tipos de quemadores de carbón (sistemas principales utilizados) [32, Rentz et ál., 1999]



4.1.4.1.3 Sistemas de combustión

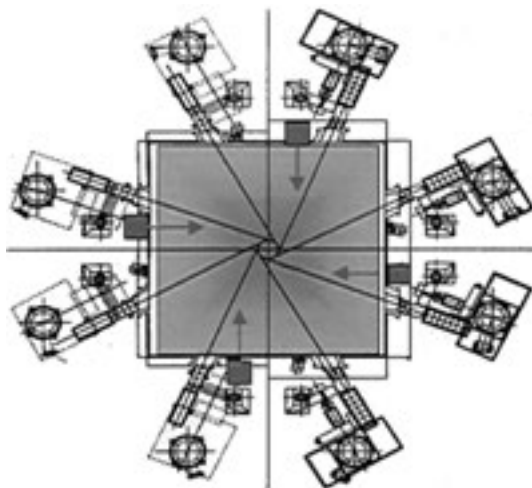
En los quemadores de carbón, la mezcla de gas de combustión se introduce en la cámara de combustión a través de las boquillas y se quema con aire de combustión adicional. Durante la puesta en marcha se utilizan quemadores de ignición y quemadores piloto separados que, si es necesario, se emplean también cuando las condiciones de combustión son poco estables o durante el cierre. Normalmente, estos quemadores funcionan con fuelóleo, pero también puede usar gas o lignito seco pulverizado. Los quemadores se utilizan para asegurar la reignición, que puede resultar necesaria en situaciones de combustión poco estables. Las calderas de carbón y lignito emplean los siguientes sistemas de combustión:

Sistema de combustión frontal: en los sistemas de combustión horizontal desde una sola pared, el combustible introducido se mezcla con el aire de combustión. Los quemadores están dispuestos en filas, ya sea sólo en la pared frontal o bien en las paredes frontal y trasera, en cuyo caso se emplea el término «combustión opuesta». Cuando el carbón se empieza a quemar, los productos calientes de combustión proporcionan la energía de ignición necesaria para que la combustión sea estable.

Sistemas tangenciales (quemadores en las esquinas): los sistemas de combustión tangencial se basan en el concepto de una sola envoltura de llama. El combustible y el aire de combustión se proyectan desde las cajas de viento situadas en las esquinas del hogar, siguiendo una línea tangencial enfocada hacia un pequeño círculo en medio del hogar. En algunos casos, las boquillas de las cajas de viento se pueden inclinar automáticamente para controlar la temperatura del gas que sale del hogar y, de esta manera, mantener el vapor calentado o recalentado a la temperatura adecuada prevista para el sistema.

Sistemas de combustión verticales: los primeros sistemas de carbón pulverizado se llamaban sistemas verticales o de arco. Hoy en día, estos sistemas se utilizan principalmente para la combustión de carbones con un 8% – 15% de

Figura 4.11: Hogar con combustión tangencial [137, Elsen et ál., 2001]



material volátil (base seca). Este sistema de combustión produce una llama larga en forma de bucle en el hogar inferior, mientras que los gases calientes se distribuyen desde el centro de la cámara.

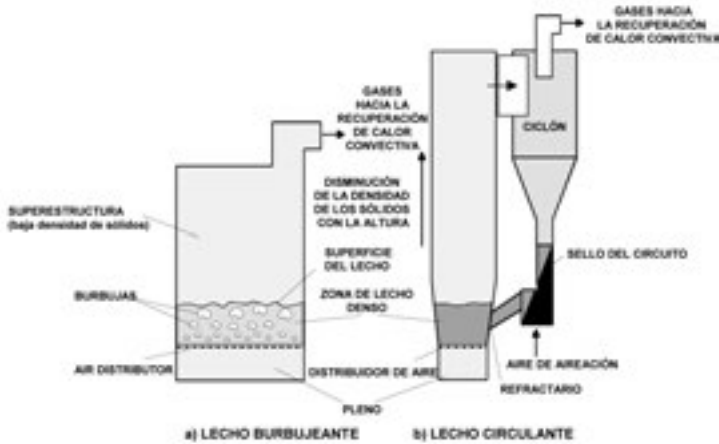
4.1.4.2 COMBUSTIÓN EN LECHO FLUIDIZADO

La combustión en lecho fluidizado es un proceso que consiste en la inyección de combustible en un lecho turbulento caliente, donde el aire de combustión se ha introducido desde el fondo de la caldera con lecho fluidizado mediante la fluidización del lecho. Desde que las calderas con lecho fluidizado se pueden utilizar con carbón y lignito, su uso se ha extendido sobre todo a centrales de combustión industriales. Normalmente, se utiliza arena como material para el lecho, especialmente, durante la puesta en marcha. El lecho de partículas, incluidos el combustible (entre un 1% y un 3% del material del lecho), las cenizas y los sorbentes, se fluidiza con aire que se dirige hacia la parte superior del hogar, y el combustible se quema debido a la elevada temperatura del lecho. Las temperaturas de combustión, de entre 750 y 950 °C, y el largo tiempo de residencia permiten obtener una combustión muy elevada del combustible y, por lo tanto, las emisiones de productos de combustión son relativamente bajas.

Esta técnica se utiliza para la combustión de carbón con un alto contenido de cenizas. Actualmente, existen dos tipos de calderas con lecho fluidizado: la caldera de combustión en lecho fluidizado burbujeante (CLFB) y la caldera de combustión en lecho fluidizado circulante (CLFC).

En las calderas de lecho fluidizado circulante, en primer lugar se introduce aire primario en el fondo del hogar, a través de una parrilla, y, a continuación, se in-

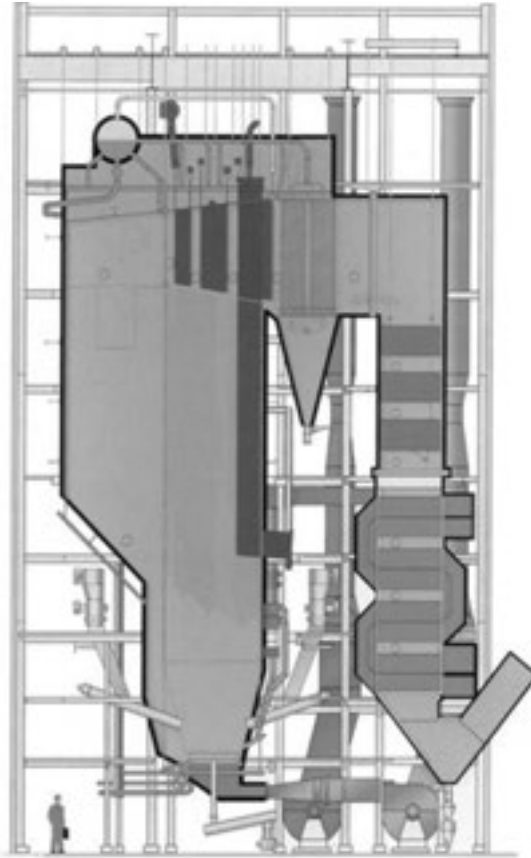
Figura 4.12: Esquema de una caldera de lecho fluidizado burbujeante y de una caldera de lecho fluidizado circulante
 [59, Grupo de trabajo finlandés sobre GIC, 2000]



yecta aire secundario, algunos metros por encima de la parrilla. La velocidad del aire es suficientemente alta para arrastrar los sólidos del lecho y, de esta manera, llenar toda la cámara de combustión. Los gases de combustión calientes transportan las partículas hasta la parte superior de los sistemas de combustión y los ciclones de alto rendimiento, donde se separan y se vuelven a introducir al fondo de la cámara de combustión principal. Para eliminar el SO_2 , se añade caliza o dolomita triturada al lecho. Los sistemas de lecho circulante aumentan el tiempo de reacción potencial y el nivel de mezcla del gas y, por ello, suelen proporcionar una mayor eficiencia de combustión y una mejor fijación del azufre.

El nivel de transferencia de calor representa la principal diferencia entre las dos técnicas de combustión en lecho fluidizado. El carbón contiene sólo una pequeña proporción de elementos volátiles, que se pueden pirolizar en el lecho. Este combustible está formado por un 60% – 80% de residuo de carbón, que sólo se puede destinar a la combustión. Si esta porción permanece en el lecho burbujeante adiabático se podría acumular en este lecho, a no ser que se introduzca más aire para la fluidización y la combustión. Esta acumulación no se debe permitir, ya que, incluso si sucediera durante poco tiempo, aumentaría el riesgo de perder el control de la temperatura del lecho. Por este motivo, la tecnología de lecho circulante es la técnica de combustión en lecho fluidizado más viable para centrales de más de $50 \text{ MW}_{\text{th}}$ que utilicen carbón como combustible principal. La necesidad de quemar el residuo de carbón en el lecho hace que la combustión adiabática en un lecho burbujeante sea inviable. Para mantener el equilibrio energético del lecho, es necesario que una parte sustancial del calor de combustión se libere fuera del lecho burbujeante adiabático, ya que dentro del lecho esta energía sólo se puede utilizar para la pirólisis y la evaporación del agua del combustible.

Figura 4.13: Caldera de combustión en lecho fluidizado circulante para la combustión de carbón con bajo contenido de azufre
 [83, Foster Wheeler, 1995]



Los sistemas de combustión en lecho fluidizado circulante (LFC) incluyen un lecho fluidizado circulante en el fondo del hogar. La densidad de suspensión encima del lecho disminuye con la altura del hogar, ya que el material del lecho se recicla a través de las paredes. La densidad de suspensión en el punto de salida del hogar suele ser de $5 - 30 \text{ kg/m}^3$. Esta elevada proporción de material inerte circulante suaviza el perfil de la temperatura en todo el hogar. Por lo tanto, las superficies de refrigeración se pueden situar en cualquier lugar del hogar o en el circuito de circulación del material del lecho. En el hogar, el calor se transfiere gradualmente hacia todas las superficies de transferencia de calor, debido a que la radiación de calor de la suspensión densa no depende de las propiedades de radiación de los gases de combustión.

La combustión en lecho fluidizado no es muy diferente de otras técnicas de combustión. La combustión en lecho fluidizado burbujeante es parecida a la combustión en parrilla en muchos aspectos. La principal ventaja que ofrece para la

combustión es que permite obtener un mayor control de la temperatura. La combustión en lecho fluidizado circulante es parecida a la combustión de combustible pulverizado o la combustión con quemadores. Sin embargo, una de las diferencias es el control total de la temperatura del hogar, que garantiza la ignición del combustible sin necesidad de una llama con una alta temperatura.

Comparación entre las técnicas de combustión en lecho fluidizado burbujeante y circulante

La temperatura de un lecho fluidizado suele ser de 800 – 900 °C. El límite inferior se registra por la reactividad de combustión de los combustibles y el límite superior se alcanza en el punto inicial de sinterización de las cenizas del combustible.

En los sistemas de combustión en lecho fluidizado burbujeante, el combustible se suministra directamente al lecho. Los biocombustibles se pirolizan instantáneamente cuando entran en contacto con el lecho caliente. Entre un 30% y un 40% del aire de combustión se utiliza como aire de fluidización, y el resto se emplea para la combustión de gases de pirólisis en la llamada «superestructura», encima del lecho burbujeante. La mayor parte de las partículas finas se queman en la superestructura. La temperatura de combustión de esta zona puede alcanzar los 1.100 – 1.200 °C, o incluso superar este umbral en zonas concretas. El lecho burbujeante funciona como una cámara de combustión adiabática con una reducida temperatura de combustión, que se obtiene al utilizar una relación de aire subestequiométrica en la zona primaria de combustión.

En la superestructura del hogar con lecho fluidizado burbujeante se pueden instalar otros quemadores que funcionen simultáneamente con el lecho como, por ejemplo, quemadores de gas, petróleo y carbón.

La información obtenida de las centrales que utilizan sistemas de combustión en lecho fluidizado circulante demuestra que la eficiencia de los ciclones es un parámetro fundamental para el correcto funcionamiento de todo el sistema. La eficiencia del ciclón influye de manera decisiva en la combustión del carbono, el consumo de caliza, las emisiones de SO₂ y CO y el perfil de temperatura. Además, este parámetro resulta especialmente importante si se utilizan combustibles poco reactivos o de grano fino (suspensión acuosa de carbón), ya que, con una mayor eficiencia, las partículas de residuo de carbón permanecen durante más tiempo en el hogar y se pierde una menor cantidad de elementos del hogar a través del ciclón.

El aumento de la eficiencia del ciclón mejora en gran medida el índice de circulación sólida y, por lo tanto, asegura una transferencia de calor constante en el hogar. De esta manera, se pueden obtener unas condiciones óptimas para reducir las emisiones de NO_x y SO_x con una amplia gama de combustibles y cargas. Los últimos avances en ciclones incluyen una mejor disposición y una remodelación del conducto de entrada del ciclón, inclinado hacia abajo, y un nuevo diseño del

diafragma. La nueva disposición del diafragma se ha aplicado en distintas centrales existentes de combustión en lecho fluidizado circulante que utilizan lignito con un bajo contenido de cenizas como combustible principal y, como consecuencia, se han obtenido importantes ahorros en los presupuestos de caliza y arena.

Un tamaño de partículas más reducido permite mejorar la combustión del carbono y reducir el uso de caliza, además de producir una menor erosión en el hogar, ya que, al ser las partículas de ceniza más pequeñas, también resultan menos erosivas.

Si se utilizan calderas con lecho fluidizado no es necesario secar ni pulverizar el combustible. La trituración mecánica resulta suficiente para facilitar el suministro de combustible en el lecho. Debido al efecto estabilizador del lecho, los lechos fluidizados toleran una amplia variación de tamaño de las partículas y un contenido de humedad bastante elevado. Sin embargo, los alimentadores rotatorios de combustible pueden presentar ciertas limitaciones respecto al tamaño. Por otro lado, si se utilizan combustibles reactivos con un contenido moderado de humedad, resulta más seguro realizar un procesamiento previo del combustible. Los riesgos de formación de polvo explosivo e incendios en el procesamiento y el transporte del combustible se pueden controlar manteniendo el contenido de humedad del combustible por debajo del 40%.

Las superficies de transferencia de calor situadas en un lecho fluidizado con una atmósfera reductora se pueden corroer o erosionar. El mayor desgaste se produce cuando se alternan continuamente atmósferas reductoras y oxidantes. Por este motivo, las tuberías de la caldera en la zona del lecho burbujeante se protegen con recubrimientos cerámicos resistentes al fuego. Las superficies de transferencia de calor verticales situadas en la zona oxidante, como las paredes de membrana de la caldera, resisten mejor el desgaste de los materiales del lecho.

La elección entre combustión en parrilla y combustión en lecho fluidizado depende de la calidad de las cenizas y la cantidad de impurezas físicas del combustible. Los combustibles con un bajo punto de fusión de las cenizas no se pueden quemar en un lecho fluidizado, ya que la fluidización se interrumpiría con bastante rapidez. Asimismo, las impurezas físicas importantes, como las partículas metálicas en los residuos domésticos, tampoco se pueden fluidizar, porque se acumulan en el fondo de la placa de distribución, interrumpen la fluidización y son difíciles de eliminar del hogar. Sin embargo, recientemente se han descubierto soluciones para que el lecho pueda funcionar con este tipo de combustibles y, actualmente, su uso está proporcionando resultados satisfactorios.

Desde un punto de vista ecológico, los sistemas de combustión en lecho fluidizado permiten reducir las emisiones de SO_2 mediante la inyección de caliza y registran un nivel relativamente bajo de formación de NO_x térmicos, debido a la baja temperatura de combustión. Estas son algunas de las razones por las que, en la ac-

tualidad, esta técnica de combustión avanzada se está desarrollando cada vez más. Además, se puede utilizar una amplia gama de combustibles en las mismas instalaciones, ya que estas calderas no son tan sensibles a las especificaciones del combustible.

Hoy en día, se emplean calderas con lecho fluidizado en Suecia, el Reino Unido, Francia, Finlandia, Alemania, Polonia y EE. UU., y, más recientemente, en Asia. Hay más de 400 unidades en funcionamiento, con elevados niveles de disponibilidad.

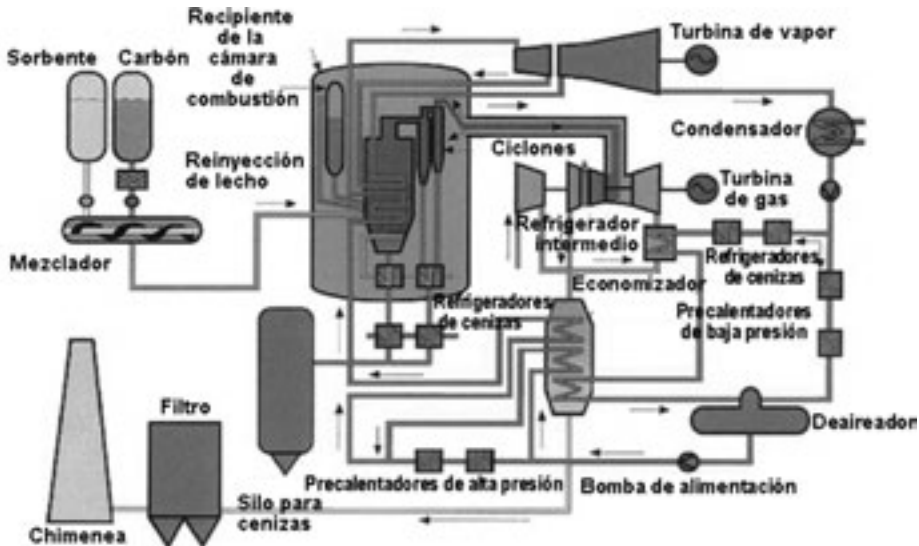
4.1.4.3 COMBUSTIÓN EN LECHO FLUIDIZADO A PRESIÓN

La combustión en lecho fluidizado a presión (CLFP) empezó a desarrollarse a mediados de los años setenta, basándose en la experiencia obtenida con los sistemas de combustión en lecho fluidizado atmosférico. Una de las ventajas de los sistemas de combustión en lecho fluidizado a presión es que las instalaciones son más pequeñas pero ofrecen la misma producción. De esta forma, los costes de inversión son menores, las emisiones son comparativamente más bajas y se elimina la necesidad de emplear medidas secundarias de reducción de emisiones, mientras que la eficiencia térmica es comparable o ligeramente superior a la que se obtiene en las centrales de combustión de carbón convencionales. Gracias a la reducida temperatura de combustión se elimina la formación de NO_x térmicos y los NO_x de combustible se pueden reducir añadiendo amoníaco durante la combustión, en la superestructura o antes de la turbina de gas. Como sucede con los sistemas de combustión en lecho fluidizado atmosférico, los lechos fluidizados a presión pueden ser burbujeantes o circulantes. Actualmente, todos los sistemas instalados en centrales con una capacidad térmica superior a 50 MW_e son de lecho burbujeante. Los sistemas circulantes, sin embargo, se encuentran en fase de desarrollo y las dos primeras instalaciones de prueba, con capacidades de 80 MW_e y $65 \text{ MW}_e/30 \text{ MW}_{th}$, empezaron a funcionar en 1997.

Las partes principales de un sistema de combustión en lecho fluidizado a presión son las siguientes: sección de preparación y manipulación del carbón; caldera de lecho fluidizado o burbujeante a presión; sección de limpieza del gas caliente, con filtros de bujía de cerámica o ciclones; turbina de gas; circuito de vapor/agua en la turbina de vapor. La Figura 4.14 muestra un esbozo de un sistema de combustión en lecho fluidizado burbujeante a presión.

Antes de la combustión, el carbón se tritura y se mezcla con caliza (dolomita). Excepto en un caso, todas las instalaciones que se han construido hasta ahora utilizan carbón como combustible. Con un sistema de transporte neumático o una bomba de alimentación, la mezcla acuosa atraviesa la barrera de presión y se inyecta en la cámara de combustión desde varios puntos de suministro. El aire de combustión se presuriza con un compresor de turbina de gas adecuado y se conduce al recipiente de contención de la cámara de combustión a través de la corona

Figura 4.14: Esquema de un sistema de combustión en lecho fluidizado burbujeante a presión [32, Rentz et ál., 1999]



circular externa de un conducto coaxial, mientras que los gases de combustión calientes regresan a la turbina a través de un paso central. La combustión tiene lugar dentro del recipiente a presión a una temperatura de 850 °C a 900 °C y una presión aproximada de 1,6 MPa. La cámara de combustión dispone de intercambiadores de calor sumergidos, que permiten mantener constante la temperatura de combustión y producen vapor de alta presión, el cual se usa en la turbina de vapor. Los gases de combustión calientes se depuran en los filtros de bujía de cerámica o en los ciclones y, a continuación, se utilizan en la turbina de gas para generar electricidad. Los gases de escape de la turbina se introducen en un generador de vapor con recuperación de calor y se usan para precalentar el agua que se suministra a la caldera y para generar vapor. La turbina de vapor produce aproximadamente un 80% del total de la electricidad generada en la instalación.

En la actualidad, los sistemas de combustión en lecho fluidizado a presión permiten alcanzar una eficiencia térmica de hasta el 45%. Sin embargo, la reducida temperatura de admisión de la turbina de gas, que depende de la temperatura de combustión en la caldera de lecho fluidizado, limita las posibilidades de mejorar este sistema. Se han propuesto y se están investigando varios sistemas para aumentar la temperatura de admisión de la turbina de gas, por ejemplo, mediante una combustión adicional utilizando gas natural o fuelóleo, o una gasificación parcial del carbón antes de la combustión utilizando el fuelóleo en la turbina de gas. Este tipo de procesos ofrecen un nivel de eficiencia considerablemente superior, pero todavía no se han construido centrales piloto o de demostración. Como se ha mencionado anteriormente, el control inherente de emisiones es una de las principales características de la tecnología de combustión en lecho fluidizado a presión [32, Rentz et ál., 1999].

4.1.4.4 COMBUSTIÓN EN PARRILLA

En los sistemas de combustión en parrilla o parrilla mecánica el combustible se quema en la parrilla o en el hogar, mientras que el aire pasa a través del suelo del sistema. La mayoría de combustibles sólidos de estructura gruesa se pueden utilizar para alimentar este tipo de calderas. La experiencia ha demostrado que el carbón se puede introducir en el sistema en distintos tamaños de trituración, normalmente, en gránulos de 30 mm o menos, e incluso partículas muy finas. Los sistemas de combustión en parrilla funcionan con una reserva constante de combustible en la cámara de combustión, pero el carbón se puede dejar en la parrilla con los ventiladores apagados, y reavivarla rápidamente si la demanda de vapor aumenta de manera inesperada. Si surgen problemas con el suministro de aire, es necesario realizar una operación de derivación. La combustión en parrilla es una tecnología que todavía se emplea en calderas pequeñas alimentadas con carbón, principalmente, en centrales industriales o de calefacción urbana.

4.1.5 Ciclo combinado de gasificación integrada

El ciclo combinado de gasificación integrada (CCGI) combina la gasificación con la depuración del gas, la conversión del gas de síntesis y las tecnologías de producción de energía con turbinas para producir energía limpia a un coste razonable. Al integrar diferentes procesos de conversión de energía, los recursos energéticos se pueden utilizar de forma más completa, obtener unas eficiencias más elevadas y unos niveles de contaminación muy bajos. Además, un CCGI

Figura 4.15: Combustión en parrilla móvil con carbón [79, Bell y Chiu, 2000]

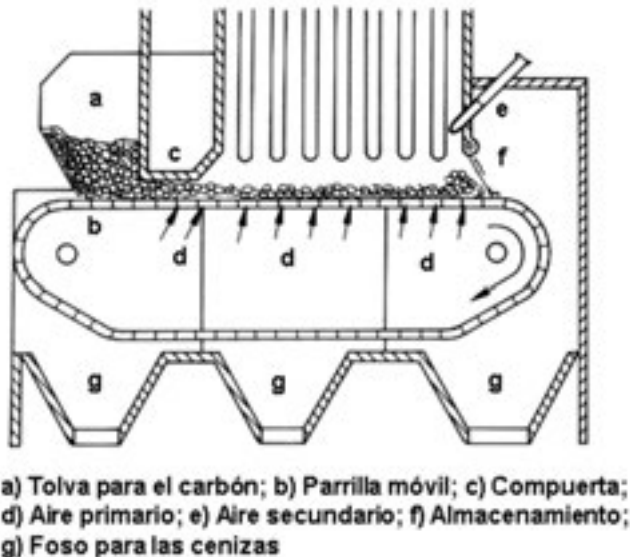
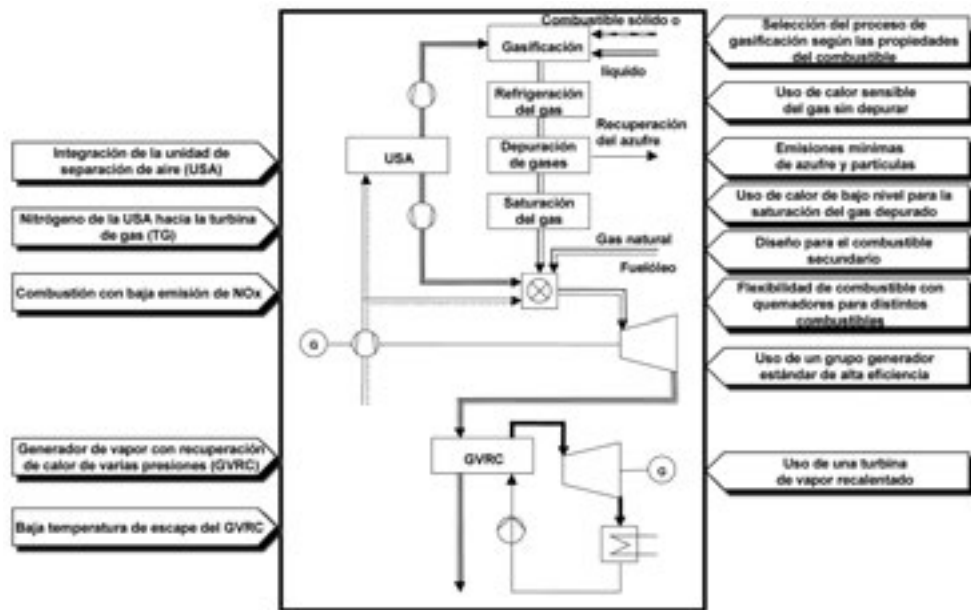


Figura 4.16: Características principales de un CCGI con inyección de oxígeno [84, Siemens, 1999]



puede convertir casi cualquier materia prima con base de carbono en energía eléctrica, vapor, hidrógeno y sustancias químicas de valor añadido. Gracias a las diferentes combinaciones técnicas, la industria puede utilizar recursos y residuos de bajo coste y fácilmente adquiribles como opciones eficientes de conversión de energía, y estas opciones se pueden emplear en una amplia gama de aplicaciones de mercado.

Dentro del marco general de un sistema CCGI, hay muchos tipos de gasificador disponibles (por ejemplo, un sistema alimentado con carbón húmedo o seco, inyección de aire u oxígeno, lecho fijo, lecho burbujeante o gasificación con flujo forzado) y distintos niveles de integración del proceso.

El gasificador convierte la carga de hidrocarburos en componentes gaseosos aplicando calor bajo presión en presencia de vapor. La oxidación parcial de la materia prima, gracias a la inyección de aire u oxígeno en el gasificador, genera calor. Este calor, junto con la presión, rompe los nexos entre los constituyentes de la carga, genera reacciones químicas y produce gas de síntesis.

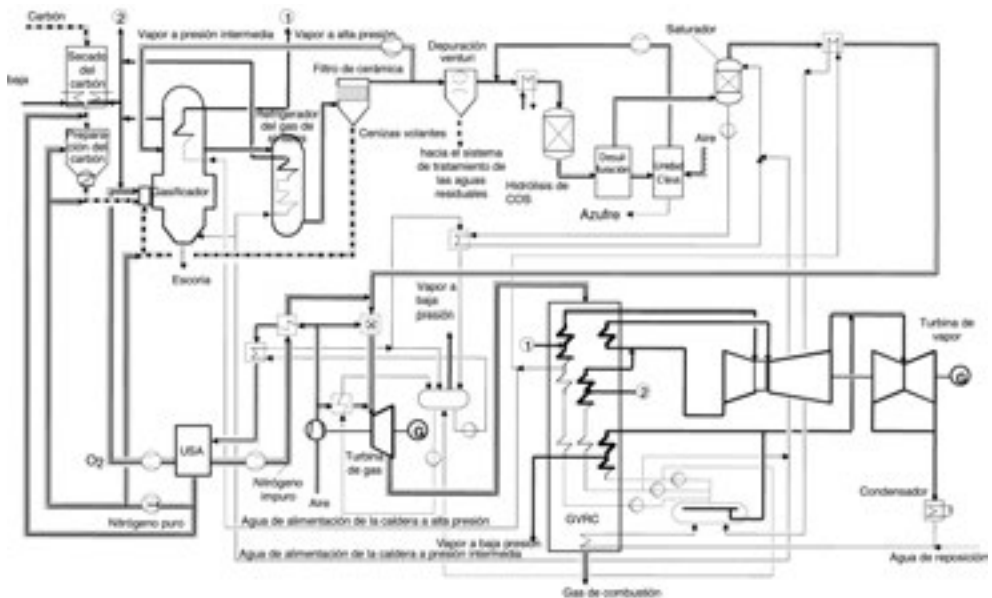
Los minerales de las materias primas (cenizas) se separan y salen del fondo del gasificador en forma de escoria inerte cristalizada u otro producto sólido comercializable. Sólo una pequeña fracción de las cenizas permanece en el sistema y requiere una posterior eliminación. Otros contaminantes potenciales, como los compuestos de azufre del ácido sulfhídrico, del cual se extrae el azufre, suelen

presentarse en forma de azufre elemental o ácido sulfúrico, ambos subproductos con valor comercial. Debido a la atmósfera reductora del gasificador, no se forman NO_x durante el proceso de gasificación. El amoníaco que se genera con la reacción del nitrógeno y el hidrógeno se elimina con agua de proceso, así como los cloruros, que si no se eliminaran podrían formar ácidos. En los CCGI, el gas de síntesis limpio sobrante después de la separación de los contaminantes se utiliza, total o parcialmente, para alimentar una turbina de combustión. Esta turbina acciona un generador eléctrico, proporciona aire bajo presión al gasificador y produce calor (escape) para proporcionar vapor al gasificador, generar energía eléctrica u otras aplicaciones.

Los sistemas CCGI con limpieza de gas frío permiten obtener unos valores de emisión de NO_x relativamente bajos, debido a que el nitrógeno que contiene el combustible se elimina casi por completo en el lavador de la sección de depuración del gas frío. Además, se evita la formación de NO_x térmicos en la cámara de combustión de la turbina de gas saturando el gas de combustión con vapor antes de la combustión y diluyéndolo con nitrógeno de la unidad de separación de aire. Estas medidas de reducción de emisiones consiguen que las emisiones de NO_x sean inferiores a 25 mg/Nm^3 con un contenido de oxígeno del 15% en el gas de combustión. Además, este sistema reduce significativamente las emisiones de partículas, SO_2 (5 mg/Nm^3), de aguas residuales y de CO_2 .

Los sistemas CCGI con carbón como combustible se utilizan en muy pocas instalaciones.

Figura 4.17: Diagrama de flujo de una central energética con CCGI en funcionamiento en España [84, Siemens, 1999]



El CCGI ofrece unas condiciones termodinámicas favorables de presión elevada, alta concentración de contaminantes y flujos de gas de síntesis de poca volumetría (sólo 1/100 de los productos de combustión). De esta forma, se consigue eliminar el azufre y las partículas de manera económica. La mayoría de contaminantes se dividen y se capturan en los procesos de depuración de gas del CCGI. Las condiciones reductoras de la gasificación favorecen especialmente la transformación del mercurio del combustible en su forma elemental. Una manera fácil y fiable de eliminar el mercurio elemental consiste en utilizar carbón activo sulfonado, como ya se ha demostrado en una instalación.

4.1.6 Cogeneración (producción combinada de calor y electricidad)

La cogeneración utiliza un único proceso para generar electricidad y calor útil. La cogeneración, o generación combinada de calor y electricidad, es una tecnología probada y se aplica principalmente en centrales industriales, donde se necesitan tanto electricidad como calor (agua caliente o vapor). Además del ahorro económico que comporta, la cogeneración también permite obtener beneficios ambientales, ya que utiliza los combustibles de manera más eficiente. Asimismo, este proceso produce menos emisiones que la generación de electricidad y calor por separado y, además, optimiza la eficiencia del combustible y la eficiencia exergética.

Las turbinas de vapor accionadas por las calderas alimentadas con combustible fósil se han utilizado en sistemas de cogeneración industrial durante muchos años. El vapor a alta presión que produce una caldera convencional de carbón o lignito se expande en una turbina y genera energía mecánica, que se puede utilizar para activar un generador eléctrico. La cantidad de energía generada dependerá de hasta qué punto se puede reducir la presión del vapor en la turbina y seguir cubriendo las necesidades de energía térmica del lugar. En algunos casos, la turbina dispone de un cilindro de baja presión integrado o separado que permite generar electricidad independientemente del suministro de calor.

Las ventajas e inconvenientes de un sistema de cogeneración son los siguientes [81, COGEN Europa, 1999]:

Ventajas:

- elevada eficiencia general del combustible y elevada eficiencia exergética;
- se puede utilizar cualquier tipo de combustible;
- la relación entre calor y energía se puede modificar;
- permite satisfacer los requisitos térmicos de más de un emplazamiento;
- alta fiabilidad y disponibilidad, normalmente, más de un 98%;
- amplia gama de tamaños disponibles;
- larga vida útil.

Inconvenientes:

- alta relación de calor-energía;
- coste elevado.

4.1.7 Combustión de ciclo combinado (repotenciación)

La idea de los ciclos combinados surgió de la necesidad de mejorar la eficiencia del ciclo Brayton (Joule) aplicando el calor residual en el gas de escape de la turbina. Se trata de una solución natural, ya que la turbina de gas es una máquina con una temperatura relativamente alta, mientras que la turbina de vapor es una máquina con una temperatura relativamente baja. Dentro de las centrales de combustión que utilizan carbón, la combustión de ciclo combinado suele conocerse con el nombre de repotenciación. En el apartado 2.5.2 de este documento se incluye información general sobre esta técnica.

Los objetivos principales de la repotenciación son [82, Ciemat, 2000]:

- aumentar la producción de energía;
- mejorar el rendimiento;
- mejorar la utilización de la central instalada;
- obtener una mayor flexibilidad de funcionamiento;
- aumentar la fiabilidad y la disponibilidad;
- reducir los costes de funcionamiento y mantenimiento;
- aumentar la vida útil de la central;
- reducir las emisiones y el volumen de residuos producidos.

4.1.8 Eficiencia de las grandes instalaciones de combustión alimentadas con carbón y lignito

4.1.8.1 EFICIENCIA DE LA CALDERA

En el caso de calderas limpias y nuevas, actualmente, los niveles de eficiencia que se registran con combustibles sólidos se encuentran entre un 86% y un 94% (PCI). Las principales pérdidas se producen en relación con el calor residual del gas de combustión que se emite a través de la chimenea, el carbono sin quemar, el calor residual de las cenizas y las pérdidas de radiación. El tipo de combustible también ejerce una influencia relevante. Si analizamos calderas con un rendimiento idéntico (con la misma temperatura ambiente y de los gases de combustión, el mismo exceso de aire, etc.), se obtendrán niveles de eficiencia diferentes según la naturaleza del combustible, como muestran los siguientes ejemplos (base PCI):

- carbón internacional: 94% de eficiencia;
- lignito: 92% de eficiencia;
- lignito de baja calidad: 86%.

4.1.8.2 TÉCNICAS PARA AUMENTAR LA EFICIENCIA DE LAS CALDERAS ALIMENTADAS CON CARBÓN

La eficiencia de las calderas alimentadas con carbón está muy relacionada con la naturaleza del combustible y la temperatura ambiente del aire (las aportaciones del proyecto). Sin embargo, algunos parámetros se pueden mejorar:

- **carbono sin quemar en las cenizas:** la optimización de la combustión reduce el carbono sin quemar en las cenizas. Cabe destacar que las tecnologías de reducción de las emisiones de NO_x que modifican la combustión muestran cierta tendencia a aumentar la cantidad de carbono sin quemar. El objetivo es mejorar la combustión para conseguir una eficiencia o una utilización del combustible óptimas. No obstante, debido a las características técnicas y las particularidades del combustible, en especial, en el caso de la antracita, puede aparecer una mayor cantidad de carbono sin quemar en las cenizas;
- **exceso de aire:** el exceso de aire depende del tipo de caldera y la naturaleza del combustible que se utilice. Normalmente, las calderas con fondo seco alimentadas con carbón pulverizado alcanzan un 20% de exceso de aire. En algunas ocasiones, la calidad de la combustión (formación de CO y carbono sin quemar), la integridad de la caldera (filtración de aire), la corrosión y la seguridad (riesgo de fugas térmicas en la caldera) no permiten una mayor reducción del exceso de aire;
- **temperatura del gas de combustión:** la temperatura del gas de combustión que sale de una caldera limpia suele ser de 120 °C a 220 °C (según el tipo de combustible) para evitar el riesgo de corrosión ácida causado por la condensación del ácido sulfúrico. Sin embargo, algunos modelos incorporan una segunda fase con un calentador de aire para reducir esta temperatura por debajo de los 100 °C, aunque es necesario aplicar un revestimiento especial en el calentador de aire y la chimenea, que convierte esta técnica en una solución menos atractiva desde un punto de vista económico.

4.1.9 Control de emisiones a la atmósfera procedentes de las grandes instalaciones de combustión alimentadas con carbón y lignito

En la Unión Europea, un 4% de las centrales de combustión que utilizan carbón y lignito como combustibles aplican medidas técnicas para reducir las emisiones de SO_2 , un 16% aplican técnicas para reducir las emisiones de NO_x , y aproximadamente un 54% de las centrales utilizan ambas medidas. El 26% restante todavía no emplea técnicas para reducir las emisiones de SO_2 y NO_x [1, Corinair, 1996].

4.1.9.1 CONTROL DE EMISIONES DE LA COMBUSTIÓN DE COMBUSTIBLE PULVERIZADO

4.1.9.1.1 *Pretratamiento del combustible*

El primer paso para reducir las emisiones consiste en mejorar las materias primas que se utilizan como combustibles en todo el proceso. A continuación se incluyen algunas medidas posibles:

- utilizar una mezcla de carbones con características distintas y procedentes de países diferentes;
- emplear carbón de gran calidad, es decir, con un poder calorífico alto y un bajo contenido en agua, cenizas, azufre, cloruros y fluoruros;
- limpiar el carbón (véase el apartado 3.6.1);
- gasificar el carbón;
- homogeneizar el carbón para garantizar la calidad estándar del combustible final.

4.1.9.1.2 *Cambio de combustible*

Cambiar el combustible que se utiliza en una central por otro combustible fósil con un contenido menor de compuestos potencialmente contaminantes puede reducir significativamente la contaminación procedente de las instalaciones de combustión. Esta medida se aplica en muchas centrales. Sin embargo, las opciones de cambio de combustible están limitadas por algunos aspectos relativos a posibilidad de adaptar determinadas instalaciones de combustión a distintos combustibles y, en algunas ocasiones, por contratos a largo plazo entre las empresas productoras de energía y los suministradores de combustible. En general, la adaptabilidad depende de los quemadores instalados y, normalmente, cambiar de un tipo de carbón a otro con un perfil mucho más ecológico (es decir, con un bajo contenido de azufre y menos materia volátil) o del carbón al petróleo pesado resulta factible con los quemadores instalados. No obstante, cambiar del carbón al gas suele requerir modificaciones en los quemadores y los intercambiadores de calor. Cualquier mejora en la reducción de emisiones dependerá, obviamente, de las características del combustible utilizado inicialmente y del nuevo tipo de combustible [32, Rentz et ál., 1999]. Sin embargo, hay que tener en cuenta el posible impacto negativo que puede ejercer cualquier carbón nuevo en las emisiones como, por ejemplo, un rendimiento inferior de los PE, debido al menor contenido de azufre, o un rendimiento inferior del quemador con baja emisión de NO_x debido al uso de carbones con un contenido mayor de materia volátil.

4.1.9.1.3 *Reducción de las emisiones de partículas*

En los procesos de combustión de carbón pulverizado, la mayor parte de las cenizas se conduce, junto con el gas de combustión, fuera de la cámara de combustión.

Sólo una pequeña cantidad (<20%) se captura como cenizas de fondo en las calderas de fondo seco. El 80% de las cenizas abandonan el hogar en forma de cenizas volantes y quedan atrapadas posteriormente en los equipos de eliminación de partículas, como los PE y los filtro de tela.

En las calderas de fondo húmedo, las cenizas se licuan gracias a la elevada temperatura de combustión. La fuerza de gravedad ayuda a estas cenizas líquidas a fluir hasta el hogar de cenizas fundidas. Incluso si la velocidad del flujo de gas es elevada, la mayoría de las cenizas se extrae en forma de escorias. En este tipo de hogar, las cenizas volantes suelen recircular y, por lo tanto, casi todas las cenizas se extraen como escorias.

Entre las tecnologías de eliminación de partículas, los PE son con mucho la técnica más utilizada en Europa en las centrales energéticas que funcionan con carbón o lignito. Normalmente, los PE recogen las cenizas volantes en forma seca, que se pueden reciclar y utilizar en la construcción de carreteras o para fabricar productos como el cemento, el hormigón y, en última instancia, se pueden eliminar llevándolas al vertedero. Los combustibles pueden proceder de distintas fuentes de todo el mundo, pero los PE, que disponen de un sistema de excitación intermitente de alta tensión, se adaptan a diferentes calidades de combustible, incluidos los que poseen un bajo contenido de azufre. Las futuras mejoras de este sistema están relacionadas con cargas extraordinarias de alto voltaje y momentos críticos de microsegundos de duración. En este corto intervalo de tiempo, la descarga corona se optimiza, aunque por su brevedad no permite que se produzca una combustión súbita generalizada. Esta técnica permite reducir el consumo de electricidad del PE.

Los ciclones son una técnica de eliminación de partículas que casi no se utiliza en las grandes instalaciones de combustión. No obstante, en Francia existen dos centrales que emplean este tipo de tecnología (es decir, preextracción de partículas utilizando un sistema mecánico anterior a los PE) en una unidad de 250 MW_e de aplicación combinada.

4.1.9.1.4 Reducción de las emisiones de mercurio (Hg)

En general, en la actualidad no existen sistemas específicos para la eliminación de Hg en las centrales electrotérmicas que utilizan sólo carbón o lignito. Los filtros de tela y los precipitadores electrostáticos o los lavadores húmedos están pensados para eliminar partículas y SO₂, o HCl y HF, respectivamente. Por lo tanto, con estos sistemas, la eliminación del Hg debe considerarse un efecto secundario positivo adicional. La reducción de las emisiones de Hg con los dispositivos de depuración del gas de combustión depende de la especificación del Hg. Tanto el mercurio gaseoso elemental (Hg⁰) como el mercurio gaseoso oxidado (Hg²⁺) se encuentran en fase de vapor con las temperaturas de depuración del gas de combustión. El Hg⁰ no es soluble en agua y no se puede capturar con lavadores hú-

medos. El grado de solubilidad de los compuestos predominantes de Hg^{2+} del gas de combustión del carbón puede variar. Normalmente, las especies más solubles se pueden capturar con lavadores húmedos de DGC. Tanto el Hg^0 como el Hg^{2+} son absorbidos por sólidos porosos, como las cenizas volantes, el carbón activo en polvo, que resulta relativamente costoso, o los sorbentes de gas ácidos con base de calcio, y posteriormente se capturan en un dispositivo de control de partículas. El Hg^{2+} suele resultar más fácil de capturar por absorción que el Hg^0 . El mercurio Hg^0 que contienen las partículas se adhiere a los sólidos, que se pueden capturar fácilmente en los PE o filtros de tela [171, UNECE, 2002]. La eficiencia de eliminación en los PE depende de los siguientes factores:

- temperatura del PE;
- contenido de Cl en el carbón;
- carbono sin quemar en las cenizas;
- compuestos de calcio en las cenizas.

Las técnicas de depuración del gas de combustión que se aplican en las instalaciones de combustión utilizan tres métodos básicos para capturar el Hg:

- captura del Hg en los dispositivos de control de partículas, como efecto secundario de los PE o filtros de tela;
- absorción del Hg^0 y el Hg^{2+} en sorbentes inyectados (inyección de carbón activo) para la posterior captura en un PE o filtro de tela. Otra opción es capturar el Hg en un lecho fijo de carbono;
- solvatación del Hg^{2+} en los lavadores húmedos.

4.1.9.1.5 Reducción de las emisiones de SO_2

Actualmente, para la reducción de las emisiones de SO_2 de las centrales de combustión alimentadas con carbón o lignito, se aplican casi todas las técnicas descritas en el capítulo 3 («Técnicas y procesos comunes para reducir las emisiones de las grandes instalaciones de combustión») para la desulfuración de los gases de combustión. La técnica específica empleada depende de distintos factores relativos a la instalación y al emplazamiento, como la ubicación, la capacidad térmica y el factor de carga de la central, así como la calidad del combustible y de las cenizas. Por ejemplo, algunos lignitos de baja calidad con un alto contenido de cenizas alcalinas y un reducido contenido de azufre generan menos emisiones de SO_2 (debido a la desulfuración natural que tiene lugar durante la combustión), y en algunas ocasiones esta reducción incluso puede representar el 90% de la eliminación de SO_2 .

Las técnicas secas o semisecas se aplican con mayor frecuencia en centrales pequeñas ($<100 \text{ MW}_{\text{th}}$), mientras que la tecnología de depuración húmeda es la técnica que más se utiliza en varias aplicaciones en las instalaciones más grandes, es decir, de más de $300 \text{ MW}_{\text{th}}$. Las torres de absorbedor están diseñadas como to-

Figura 4.18: Aplicación de tecnologías de DGC en una central existente
 [94, Umwelt + Technik, 2000]



res de pulverización, torres fijas o torres de doble circuito. A modo de ejemplo, en la Figura 4.19 se muestra un sistema de DGC húmeda con una torre de pulverización en una central de grandes dimensiones alimentada con carbón situada en el Reino Unido.

En varias centrales se han instalado nuevos modelos de intercambiadores de calor para recalentar los gases de escape y evitar la posible contaminación del gas depurado con gases de combustión brutos (véase la Figura 4.20).

Estos intercambiadores de calor gas-gas utilizan extractores de calor con múltiples tuberías para transferir el calor del gas caliente sin depurar al gas de escape depurado. Estos sistemas permiten eliminar las pérdidas, ya que el conducto de admisión y el conducto de escape no se cruzan, como sucede en los intercambiadores de calor de regeneración de gas normales.

Debido a su ubicación, en Europa sólo unas cuantas centrales situadas cerca de la costa utilizan tecnologías de depuración con agua de mar para reducir las emisiones de SO_2 a la atmósfera. Asimismo, el emplazamiento cerca de un centro urbano y otras consideraciones específicas, como la producción de un subproducto completamente comercializable, han permitido que una central de combustión que utiliza carbón como combustible emplee un proceso combinado DESONOX (proceso para eliminar SO_x y NO_x simultáneamente).

4.1.9.1.6 Reducción de las emisiones de NO_x

Como ocurre con la reducción de las emisiones de SO_2 , actualmente, casi todas las técnicas que se describen en el capítulo 3 para la desnitrificación de los gases

Figura 4.19: Sistema de DGC húmeda con torre de pulverización
[93, Powergen, 2001]

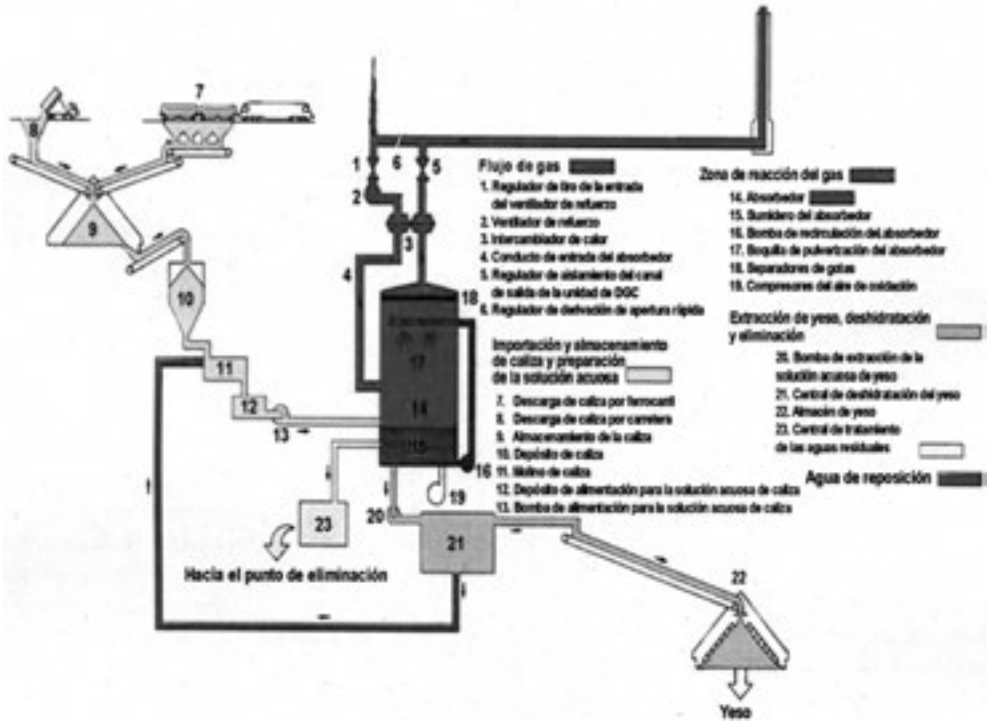


Figura 4.20: Desplazamiento del calor en una unidad de DGC
[138, Sandscheper, 2001]

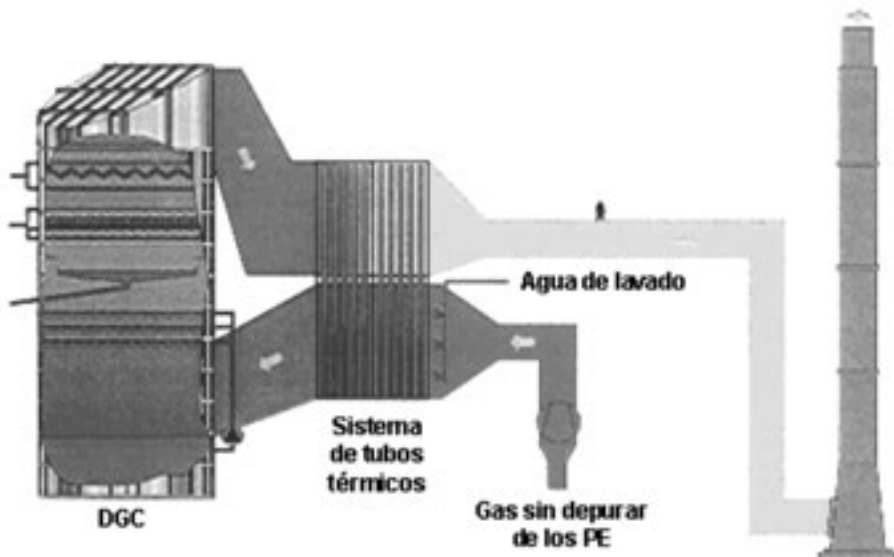
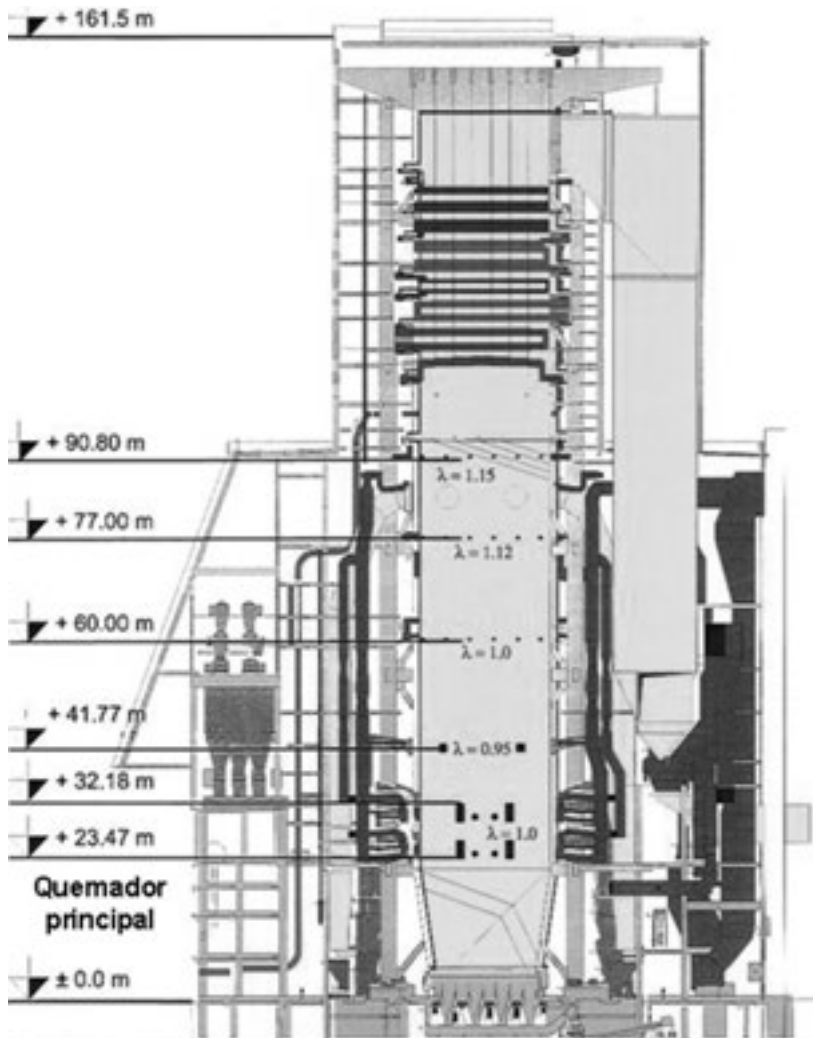


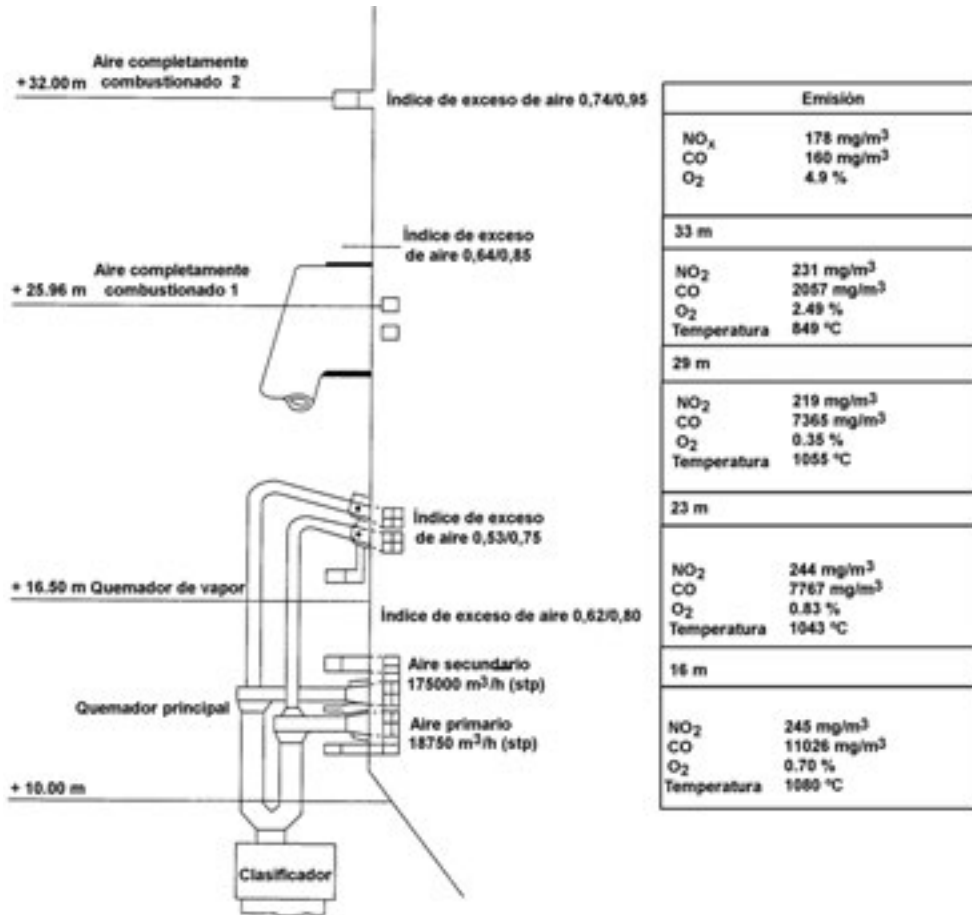
Figura 4.21: Caldera de grandes dimensiones alimentada con lignito que emplea medidas primarias para reducir las emisiones de NO_x
[92, VEAG, 2000]



de combustión (medidas primarias y secundarias e incluso, en algunos casos, la combinación de ambas) se aplican en calderas alimentadas con carbón.

Comparado con el carbón, las temperaturas de combustión del lignito son más bajas y la humedad del gas de combustión es más elevada, por lo que la formación de NO_x es relativamente baja. Por este motivo, las medidas primarias resultan suficientes y, hasta ahora, sólo se han aplicado para reducir las emisiones de NO_x en las grandes instalaciones de combustión alimentadas con lignito.

Figura 4.22: Relación entre los NO_x , el CO y el exceso de aire en varias secciones de una caldera de 150 MW_e alimentada con lignito [108, Scott, 1997]



En las calderas alimentadas con carbón que emplean la técnica de **reducción del exceso de aire** como medida primaria, el exceso de aire suele alcanzar entre un 5% y un 7% de O_2 en el gas de combustión. Con una combustión con un exceso de aire reducido el contenido de O_2 se sitúa entre un 3% y un 6%, con una correspondiente reducción de las emisiones de NO_x del 10% al 40%. Por otra parte, el tiempo de residencia también se considera un factor clave en el control simultáneo de NO_x , CO y carbono sin quemar. En la Figura 4.22 se muestra la relación entre los NO_x , el CO y el exceso de aire en varias secciones de una caldera de 150 MW_e.

Esta técnica proporciona mejores resultados con calderas de fondo húmedo, de combustión frontal y alimentadas con carbón que con calderas de fondo seco, de combustión tangencial y alimentadas con lignito.

Recirculación del gas de combustión: habitualmente, esta técnica no se utiliza en calderas alimentadas con carbón, a excepción de calderas de fondo húmedo. En las calderas que funcionan con carbón, esta técnica permite reducir entre un 15% y un 20% de los NO_x . En las calderas que funcionan con lignito, sólo se utiliza para el reciclaje del gas de combustión caliente, que se utiliza en el proceso de trituración del lignito. En este caso, el gas de combustión se extrae para secar el lignito y, por lo tanto, la finalidad principal de esta técnica no es la reducción de los NO_x . Sin embargo, sigue siendo una de las razones por las que la formación de NO_x es generalmente baja en comparación con hogares alimentados con carbón. Normalmente, se puede conseguir una mayor reducción de los NO_x con gases de combustión fríos, mientras que las escorias adicionales se pueden convertir en cenizas fundidas de baja temperatura.

Aire de sobrefuego (OFA, por sus siglas en inglés): es la medida primaria que más se emplea en calderas alimentadas con carbón. Los modelos modernos que incorporan un sistema de aire de sobrefuego (boquillas de diseño mejorado, corriente de aire separada y turbulenta) permiten obtener una reducción de los NO_x del 40% al 50% en calderas de combustión frontal o tangencial. El aire de sobrefuego resulta una técnica de reducción de los NO_x especialmente eficiente en las calderas de combustión tangencial, donde se puede aplicar como un sistema de inyección de aire de sobrefuego monobloque, es decir, añadiendo entradas de aire de sobrefuego encima de la hilera más alta de quemadores. Otra opción son los sistemas de aire de sobrefuego por separado, es decir, añadiendo entradas de aire de sobrefuego encima de la zona principal de combustión, separadas de las hileras de quemadores.

Quemadores con baja emisión de NO_x (LNB, por sus siglas en inglés): en calderas alimentadas con carbón, los quemadores que más se utilizan son los quemadores de aire por fases o los de combustible por fases, que permiten reducir los NO_x un 25% – 35% y un 50% – 60%, respectivamente. Los quemadores con baja emisión de NO_x son la técnica más habitual para reducir las emisiones de NO_x en calderas alimentadas con carbón, tanto antiguas como de nueva construcción. Se trata de una tecnología madura que permite escoger entre una amplia gama de modelos disponibles en todo el mundo que, con frecuencia, se adaptan a cada tipo y dimensión de caldera.

Los quemadores con baja emisión de NO_x se utilizan a menudo en combinación con sistemas de aire de sobrefuego, especialmente en calderas de combustión tangencial, junto con inyectores basculantes o de carbón pulverizado y distintos tipos de aire de sobrefuego. De esta forma se puede conseguir un porcentaje de reducción de los NO_x del 50% al 70%.

Se cree que con los modelos más nuevos de quemadores con baja emisión de NO_x y aire por fases para calderas de combustión frontal (con una boquilla o un turbulenciador mejorado para la inyección de aire secundario y un deflector para la

inyección de aire secundario o terciario) pueden reducir las emisiones de NO_x hasta un 50% sin sistemas de OFA, y hasta un 70% con OFA.

En las centrales energéticas que funcionan con lignito, la reducción de las emisiones de NO_x puede llegar hasta un 75% si se utilizan quemadores con baja emisión de NO_x , sistemas de aire de sobrefuego o recirculación del gas de combustión.

Sin embargo, el uso de quemadores con baja emisión de NO_x puede aumentar el nivel de carbono en las cenizas, que debería controlarse para no poner en peligro la gestión de estos residuos de combustión. Una manera eficiente de contrarrestar este problema es añadir clasificadores en los molinos de carbón para conseguir una molienda más fina del carbón pulverizado. Algunos de los nuevos quemadores de baja emisión de NO_x para calderas alimentadas con carbón están especialmente diseñados para no incidir en el nivel de carbono en las cenizas.

Recombustión en calderas alimentadas con carbón: el combustible de recombustión que se utiliza con esta técnica es el carbón o el gas natural, aunque es importante destacar que el gas se emplea con más frecuencia que el carbón. La recombustión es un proceso de aplicación sencilla en centrales energéticas nuevas, pero también resulta adecuado para unidades antiguas.

Recientemente, en EE. UU., la recombustión de gas se ha aplicado en varias calderas (de 33 a 600 MW_e) de combustión frontal, tangencial o con ciclones alimentadas con carbón. La técnica de recombustión de gas sólo se ha utilizado en unidades que ya disponían de quemadores con baja emisión de NO_x o sistemas de aire de sobrefuego. Con este sistema, se puede alcanzar una reducción de los NO_x del 40% – 50% respecto al nivel conseguido con quemadores de baja emisión de NO_x o sistemas de aire de sobrefuego, que representa una reducción del 65% – 75% en relación con el nivel original de NO_x (con un combustible de recombustión que represente de un 15% a un 20% de la aportación total de calor).

Además, en una caldera alimentada con carbón se ha instalado un sistema de recombustión avanzada de gas, que combina la recombustión de gas habitual con la inyección de un agente de nitrógeno, es decir, amoníaco o urea (para información más detallada, véase el párrafo sobre RNCS). Se estima que esta prometedora técnica permitirá reducir los NO_x hasta un 85% respecto al nivel inicial, pero todavía no es una tecnología probada.

RNCS y RCS: estas medidas secundarias se han aplicado, en gran medida, en centrales de combustión alimentadas con carbón. En Europa, los sistemas de RCS se utilizan especialmente en Austria, Alemania, Italia y los Países Bajos. Fuera del continente europeo, se emplean, sobre todo, en Japón y EE. UU. La tecnología de la RCS ha demostrado su efectividad en centrales energéticas alimentadas con carbón, pero todavía no se ha aplicado en centrales que utilizan lignito como combustible. En los pocos casos en los que se han utilizado sistemas de RCS en cen-

trales que funcionan con lignito, ha quedado patente que la vida útil del catalizador era demasiado breve, debido al elevado contenido de cuarzo de las cenizas, que causa una fuerte abrasión del catalizador. Asimismo, el lignito suele contener una gran cantidad de agua y cenizas y, normalmente, su combustión se realiza a una temperatura suficientemente baja para que el nivel de emisiones sea de 200 mg/Nm³ sin emplear un sistema de RCS.

En las calderas de las centrales electrotérmicas, los sistemas de RCS se suelen instalar entre el economizador y el precalentador de aire (zona con mayor contenido de polvo) para aumentar el intervalo de temperatura y, de esta forma, reducir los costes. Si se instala una unidad de RCS en la zona con mayor contenido de polvo de un sistema de combustión de carbón pulverizado, no es especialmente necesario realizar una operación de derivación durante la puesta en marcha y el cierre del equipo, pero la inyección de amoníaco debe limitarse a temperaturas por encima del mínimo establecido. Si se utilizan unidades de RCS instaladas al final del proceso, en las cuales el catalizador está situado después del calentador de aire, es necesario recalentar el gas de combustión a la temperatura de funcionamiento del catalizador y, por lo tanto, comportan un mayor coste de inversión y de funcionamiento. Los componentes necesarios para aplicar esta técnica en centrales existentes incluyen un reactor de RCS, los conductos y el trabajo estructural relacionados, un sistema de almacenamiento y distribución del amoníaco y los controles. Otros elementos que pueden resultar necesarios son un sistema de derivación del economizador y sopladores de hollín.

A la hora de seleccionar el tipo y las características del catalizador se deberá tener en cuenta el flujo másico de las cenizas y su potencial erosivo (en forma de panel de miel o de placas). De esta forma, los flujos con un alto contenido de partículas requerirán catalizadores con una alta resistencia a la obturación y la abrasión. Los catalizadores de RCS en forma de panel de miel con paso medio son más adecuados para las aplicaciones con un bajo contenido de partículas en las que casi todas las cenizas volantes ya se han eliminado del gas de combustión. La mayor área de superficie que comporta el uso de un catalizador de este tipo en aplicaciones con un bajo contenido de polvo produce un volumen menor de catalizador, comparado con las aplicaciones con un alto contenido de partículas.

El tipo de caldera y la composición del carbón influyen de manera decisiva en la concepción del catalizador y se deben estudiar específicamente para cada central. Los hogares de cenizas fundidas (CFH) con recirculación de las cenizas volantes suelen comportar un índice de desactivación del catalizador más elevado, en comparación con las calderas de fondo seco. Los carbones ricos en arsénico, metales alcalinos o alcalinoterrosos, fósforo, calcio y otros compuestos producen una mayor desactivación del catalizador. Este factor debe tenerse en cuenta a la hora de calcular la vida útil y los volúmenes de carga del catalizador. También se debe analizar el contenido de azufre del carbón para determinar el índice adecuado de conversión de SO₂ a SO₃ en el catalizador de RCS y establecer una temperatura de funcionamiento mínima que evite la formación de bisulfato de amonio.

Para aumentar la vida útil del catalizador es necesario realizar un mantenimiento adecuado, que incluye la utilización de sopladores de hollín, y evitar la humedad en los catalizadores expuestos a las cenizas volantes. Asimismo, se recomienda utilizar sistemas de derivación cuando los catalizadores no estén en funcionamiento o bien cuando la temperatura del economizador se sitúe por debajo del límite de temperatura de funcionamiento del catalizador con una carga reducida de caldera.

4.1.9.2 CONTROL DE LAS EMISIONES DE LA COMBUSTIÓN EN LECHO FLUIDIZADO

El combustible que se utiliza en los sistemas con lecho fluidizado es combustible en gránulos gruesos. En los sistemas de combustión en lecho fluidizado circulante, la zona del lecho se expande aumentando la velocidad de la corriente de aire y las cenizas, necesarias para este tipo de combustión, se introducen en un ciclón, que es un componente integral de este tipo de sistemas y permite recuperar las partículas más grandes.

4.1.9.2.1 Reducción de las emisiones de partículas

Actualmente, las técnicas de reducción de partículas que se utilizan con calderas de combustión en lecho fluidizado son los PE y los filtro de tela.

4.1.9.2.2 Reducción de las emisiones de SO_2

Como se ha mencionado anteriormente, las calderas de combustión en lecho fluidizado son muy eficientes en cuanto a la reducción de las emisiones de SO_2 . Por ejemplo, con un lecho burbujeante, se reduce entre un 80% y un 90% de las emisiones, mientras que si se utiliza un lecho circulante, el porcentaje es de 90% a 95%. En las calderas de combustión en lecho fluidizado, la cal o caliza se añade directamente al combustible y se inyecta en el lecho fluidizado. Estos aditivos favorecen la capacidad natural de las cenizas alcalinas para capturar SO_2 . Para conseguir una correcta desulfuración, se puede utilizar caliza con una relación Ca/S de 1,5 por 3,5. Además de la relación Ca/S, para que la reducción de SO_2 sea efectiva es importante tener en consideración la temperatura del lecho. El proceso de calcinación comienza en torno a los 700 °C y mejora con temperaturas más elevadas, y la combinación más favorable para la calcinación y la sulfatación se produce a 840 °C, aproximadamente.

El funcionamiento del sistema utilizado para eliminar el azufre de las calderas de combustión en lecho fluidizado es sencillo: el suministro de sorbente y la eliminación del producto de reacción están incorporados en el proceso de combustión y no es necesario emplear un reactor adicional.

Para alcanzar casi un 100% de absorción de SO_2 , la masa de óxido de calcio en el lecho debe ser superior a la que se requiere en condiciones estequiométricas. Esta

sobredosis comporta un aumento de las emisiones de NO_x , especialmente en calderas de combustión en lecho fluidizado circulante, ya que el CaO activa las reacciones de los compuestos de nitrógeno. Sin embargo, el mayor incremento sólo se produce cuando la concentración de SO_2 no es muy reducida.

La combustión en lecho fluidizado incorpora una medida de protección ambiental. La inyección de sorbente en la caldera de combustión en lecho fluidizado es un método poco costoso de capturar el azufre. Además, esta tecnología no requiere unos costes de inversión elevados, ya que la desulfuración está incorporada en el proceso de combustión y no es necesario utilizar un reactor adicional. Las medidas secundarias de desulfuración todavía no son muy frecuentes, pero ya se han empleado en algunas centrales de combustión en lecho fluidizado.

Los gastos de funcionamiento más importantes se deben al consumo de sorbente y a la gestión de los residuos de la combustión. El subproducto que se obtiene con la combustión en lecho fluidizado es una mezcla de cenizas, CaSO_4 , combustible sin quemar y sorbente sin reaccionar. Para conseguir un grado de absorción de SO_x suficiente, es necesario emplear una cantidad relativamente elevada de sorbentes. Por lo tanto, el volumen de residuos sólidos también es considerable. Hasta hoy, los vertederos han sido el modo más habitual de eliminar las cenizas procedentes de este tipo de sistemas. Sin embargo, estas cenizas también se pueden utilizar en productos de construcción, como base de carreteras o relleno estructural, siempre que el contenido de calcio no sea demasiado alto.

Si la carga de partículas aumenta, puede resultar necesario ampliar el precipitador. Los beneficios de este tipo de inversión se deberán evaluar por separado y teniendo en cuenta criterios económicos.

4.1.9.2.3 Reducción de las emisiones de NO_x

La baja temperatura de combustión (entre $850\text{ }^\circ\text{C}$ y $950\text{ }^\circ\text{C}$) de los sistemas de combustión en lecho fluidizado contribuye a la reducción de las emisiones de NO_x . Sin embargo, las calderas de combustión en lecho fluidizado generan una proporción considerable de emisiones de NO_x en forma de N_2O , con un potencial de calentamiento global muy elevado. Pero esta no es la única manera de reducir las emisiones de NO_x de las calderas de combustión en lecho fluidizado. En algunas centrales de EE. UU., por ejemplo, se aplican otras técnicas, como los sistemas de RNCS. No obstante, si se añade caliza para mejorar la desulfuración, la cal que no haya reaccionado activará la conversión del NH_3 en NO_x . Esto significa que cuanto más cal se añada al lecho fluidizado (para controlar los SO_x), más NO_x se formarán.

En las grandes centrales de combustión de capacidad reducida se utilizan distintos tipos de combustión en lecho fluidizado, aunque el sistema que más se emplea es la combustión en lecho fluidizado burbujeante, que tiende a producir una mayor cantidad de emisiones de NO_x .

4.1.9.3 CONTROL DE LAS EMISIONES DE LA COMBUSTIÓN EN PARRILLA

Cuando se utiliza carbón o lignito en sistemas de combustión en parrilla, la mayor parte de las cenizas permanece en la parrilla y se recoge como cenizas de fondo. Sólo una pequeña cantidad de cenizas abandona el hogar en forma de cenizas volantes y se captura en los dispositivos de reducción de partículas.

4.1.9.3.1 Reducción de las emisiones de partículas

Actualmente, para reducir las emisiones de partículas en centrales de combustión en parrilla, se emplean PE y filtros de tela.

4.1.9.3.2 Reducción de las emisiones de SO_2

En los sistemas de combustión en parrilla, que se suelen utilizar en centrales de combustión industriales pequeñas (<100 MW), la medida más frecuente para controlar las emisiones de SO_2 es el combustible con bajo contenido de azufre. La temperatura de combustión varía entre 850 °C y 900 °C y, por lo tanto, los aditivos como la cal o la caliza se pueden añadir directamente al combustible para reducir el SO_2 . Estos aditivos favorecen la capacidad natural de las cenizas alcalinas para capturar el SO_2 . Cuando la temperatura supera los 850 °C, el $CaSO_3$ pasa a ser inestable y el CaO y el SO_2 coexisten en equilibrio químico. Por este motivo, la combustión en parrilla no resulta tan efectiva como otros sistemas de combustión para reducir las emisiones de SO_2 .

4.1.9.3.3 Reducción de las emisiones de NO_x

La baja temperatura de combustión de los sistemas de combustión en parrilla representa una ventaja para la reducción de las emisiones de NO_x . En este contexto, cabe destacar que estos sistemas (sin aplicar medidas adicionales de control de emisiones) emiten aproximadamente 300 mg/Nm³ de NO_x , que es una cantidad muy inferior a la que emiten las centrales de combustión con carbón pulverizado sin medidas adicionales de control. En algunos casos, el aire de sobrefuego se utiliza para mejorar la reducción de las emisiones de NO_x .

4.1.10 Tratamiento del agua y de las aguas residuales

En las instalaciones de combustión alimentadas con carbón y lignito se generan distintos tipos de aguas residuales (véase el capítulo 1). La mayor parte de las técnicas para el tratamiento de las aguas residuales descritas en el capítulo 3 se aplican para purificar las aguas residuales de las centrales que funcionan con carbón y lignito.

Hay que prestar especial atención a la gestión de la escorrentía de los parques de carbón, las pilas de escorias y los almacenes de subproductos. Antes de verter el excedente de agua al medio, se debe realizar un tratamiento y un seguimiento del agua que garanticen que se respetan los límites de contaminación pertinentes. No está permitido diluir las aguas residuales con agua limpia para cumplir con estos límites.

4.1.11 Tratamiento de los residuos de combustión y los subproductos

Cuando el carbón se quema, la mayor parte de la materia mineral se captura y se elimina como material sólido en distintos puntos del sistema, como lo molinos de carbón, el fondo de la caldera, el sistema de depuración del gas de combustión del economizador y la chimenea. Las cenizas de fondo se obtienen en cualquier tipo de central alimentada con carbón o lignito, aunque el porcentaje que representa respecto al total de cenizas puede variar. Para reciclar las cenizas volantes de las calderas de fondo húmedo, el 100% de estas cenizas se captura en forma de granulado de cenizas fundidas. Si las cenizas volantes contienen cierta cantidad de combustible sin quemar, se capturan por separado y se almacenan en un silo especial. En los sistemas de combustión en lecho fluidizado circulante, un precipitador de ciclón vuelve a introducir la mayor parte de las cenizas al hogar, donde se aglomeran con el material del lecho y, posteriormente, se extraen como cenizas de fondo.

En los sistemas de DGC húmeda que emplean cal o caliza, el yeso se recupera con una estructura cristalina definida, para lo cual es necesario separar el yeso de las pequeñas partículas de caliza que no se hayan disuelto y secarlo. Normalmente, las partículas demasiado pequeñas aumentan en torno a un 10% el nivel de humedad de este subproducto. Si se lava, se puede conseguir un producto comercializable de gran calidad (comparable o mejor que el yeso natural) que sólo contiene trazas de impurezas como indicativo del combustible del cual procede. En la mayoría de

Figura 4.23: Almacén cerrado de yeso [94, Umwelt + Technik, 2000]



los casos, el yeso se recoge y se almacena en almacenes cerrados. En algunas centrales, el yeso se seca hasta obtener entre un 10% y un 4% de humedad, o incluso un 1%, para reducir los costes de transporte y aumentar la calidad de consumo.

Cuando el yeso no se puede comercializar, se transporta a un vertedero y se vierte de manera controlada, igual que las cenizas volantes y las cenizas húmedas. Estos subproductos se pueden eliminar por separado en los vertederos, pero se ha descubierto que la mezcla del yeso de DGC con las cenizas volantes y las aguas residuales de la DGC producen una mezcla, llamada «estabilizante», que posee unas propiedades más adecuadas para los vertederos que las de cada uno de los productos por separado. Estas propiedades son la fuerza mecánica, la permeabilidad y la lixivialidad.

Los residuos y subproductos de la combustión del lignito se suelen verter para restaurar las minas agotadas de lignito a cielo abierto. Las cenizas volantes también se utilizan con frecuencia como material para reforzar las laderas sobrecargadas durante la explotación de minas de lignito.

El «estabilizante» proporciona unos buenos resultados, ya que combina las propiedades puzolánicas de las cenizas volantes, así como su potencial para unir metales pesados y elementos traza, con las propiedades del yeso. No se ha detectado ningún efecto negativo en el medio ambiente producido por este tipo de prácticas.

En general, los residuos de combustión y los subproductos, como las cenizas y los subproductos de la DGC, se recogen en varios puntos de la central, como la caldera, las tolvas para la eliminación de partículas, los PE, los filtros de tela y las instalaciones de DGC. Estos materiales se trasladan mediante dispositivos mecánicos o hidráulicos y se almacenan en silos cerrados o en almacenes especialmente diseñados para ello, como los que se utilizan para almacenar yeso de las centrales de DGC.

La Tabla 4.2 incluye un resumen de las posibles opciones de reutilización de los residuos y subproductos de las centrales energéticas alimentadas con carbón. Las posibilidades de reutilización dependerán de cada caso en particular.

Tabla 4.2: Ejemplos de la reutilización de residuos y subproductos de la combustión del carbón y el lignito [64, UBA, 2000]

	Cenizas volantes		Cenizas de fondo		Productos del proceso de sorción	Yeso
	Lignito	Carbón	Lignito	Carbón		
Industria de la construcción						
Aditivo de hormigón (sin incluir el «Flual»)	x	x				
Agregados poco pesados para hormigón	x	x	x	x		
Hormigón celular, hormigón poroso	x	x			x	
Hormigón de alto rendimiento	x	x				
Producción de «Flual» (cenizas volantes procesadas)	x					
Aditivo de mezcla en la industria del cemento	x	x				
Constituyente de la harina cruda en la industria del cemento	x	x				
Aditivo de cemento para retrasar el fraguado					x	x
Paredes aislantes	x	x			x	
Yeso de construcción						x
Industria cerámica	x	x	x	x	x	
Construcción de carreteras y acondicionamiento paisajístico	x	x	x	x		
Construcción de presas con la técnica de hormigón compactado con rodillo	x	x	x	x		
Relleno para pavimentos bituminosos, capas de mortero y aglomerantes de subbase	x	x				
Estabilización del suelo, materiales de construcción sin consistencia para el movimiento de tierras y la construcción de carreteras	x	x	x	x	x	
Insonorización		x		x	x	
Tecnología para vertederos, tratamiento de residuos	x	x	x	x		
Vertederos	x	x	x	x	x	x

Tabla 4.2: Ejemplos de la reutilización de residuos y subproductos de la combustión del carbón y el lignito [64, UBA, 2000] (continuación)

	Cenizas volantes		Cenizas de fondo		Productos del proceso de sorción	Yeso
	Lignito	Carbón	Lignito	Carbón		
Inmovilización de sustancias peligrosas	x	x				
Material de revestimiento para el recubrimiento del fondo de los vertederos	x	x			x	
Filtro de superficie para el sellado de vertederos			x	x		
Acondicionamiento de los lodos residuales					x	
Material de base para la depuración de las aguas residuales biológicas			x	x		
Relleno para colectores de conductos						
Mezcla de cemento y cenizas estabilizadas	x	x			x	
Relleno de colectores	x	x			x	
Otros métodos de utilización	x	x	x	x		
Material de regeneración de minas	x	x	x		x	
Producción de zeolita	x	x				
Producción de dihidrato alfa y beta						x
Material de relleno en la industria del papel					x	x
Producción de anhídrita					x	
Proceso Müller-Kühne	x	x	x	x	x	x
Recuperación térmica			x	x		
Desulfuración del gas de combustión					x	

4.2 Ejemplos de procesos y técnicas aplicados

En esta parte del capítulo 4 se incluyen diversos ejemplos de técnicas y procesos que, actualmente, se aplican en distintas instalaciones de combustión alimentadas con carbón o lignito. El objetivo de estos ejemplos es mostrar cómo determinadas técnicas se han empleado en centrales nuevas o modernizadas para

garantizar una elevada protección del medio ambiente en su conjunto, tomando en consideración en cada caso las condiciones específicas del lugar y los requisitos ambientales. Sin embargo, la información recabada no siempre demuestra si y de qué forma la técnica descrita en los ejemplos se ha contrastado con la definición de MTD que se incluye en el apartado 11 del artículo 2 de la Directiva y con la lista de «aspectos que deben tenerse en cuenta con carácter general o en un supuesto particular cuando se determinen las mejores técnicas disponibles (...), teniendo en cuenta los costes y ventajas que pueden derivarse de una acción y los principios de precaución y prevención», y, por consiguiente, cómo se ha seleccionado y aplicado la técnica. Asimismo, no se puede garantizar que el rendimiento ambiental presentado sea constante y continuo bajo todas las condiciones operativas, ni establecer un periodo de tiempo o determinar si surgió algún problema y qué efectos cruzados produce. Además, no siempre queda patente cuál es el motivo principal para aplicar la técnica ni qué relación existe entre los costes y los beneficios ambientales en cada caso. Por lo tanto, los datos que se incluyen en los siguientes ejemplos sólo deberán entenderse como indicadores generales de una práctica concreta y no como puntos de referencia válidos. La información sobre las técnicas que se utilizan de ejemplo ha sido proporcionada y evaluada por miembros del grupo de trabajo técnico como parte del intercambio de información sobre grandes instalaciones de combustión.

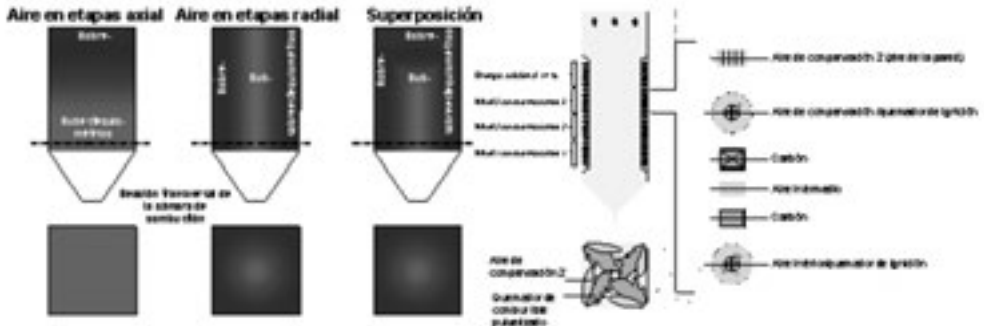
4.2.1 Ejemplos de técnicas individuales

EJEMPLO 4.2.1.1 SISTEMAS DE COMBUSTIÓN TANGENCIAL DE CARBÓN BITUMINOSO CON UNA EMISIÓN ULTRA BAJA DE NO_x

Descripción: los sistemas modernos de combustión tangencial de carbón bituminoso con una emisión ultra baja de NO_x se caracterizan por la superposición de aire en etapas radial y axial. La combustión se produce en condiciones subestequiométricas y el aire se introduce verticalmente y en varias fases. Con el aire por fases radial, en la parte externa del hogar se crea una zona con un alto contenido de O₂ y un bajo contenido de CO que permite proteger las paredes del hogar contra la corrosión (Figura 4.24).

Los quemadores se instalan en las esquinas. Cada molino proporciona combustible pulverizado a un nivel del quemador. Encima del nivel superior, las boquillas de aire de sobrefuego están colocadas en las paredes del hogar a una distancia considerable del quemador más alto para que se puedan producir las reacciones de reducción de los NO_x. Para mantener un nivel de combustión eficiente, la disposición y las dimensiones de la boquillas de aire de sobrefuego se establecen de manera que la cantidad de aire de sobrefuego se distribuya correctamente en la sección transversal del hogar. Cada quemador está formado por una o dos boquillas de combustible (en este caso, hay dos boquillas de combustible), una boquilla de aire de compensación rectangular, una boquilla de aire intermedio rectangular

Figura 4.24: Principio del aire en etapas axial y radial



y dos boquillas de aire superior e inferior circulares. Estas boquillas se utilizan en los quemadores de petróleo durante la puesta en marcha de la unidad. Las boquillas de aire de compensación se encuentran encima de los quemadores y están enfocadas hacia las paredes del hogar para crear una capa de aire en las paredes. El resto de boquillas de aire y combustible, excepto las boquillas de aire de sobrefuego, están enfocadas hacia el círculo tangencial (Figura 4.24).

Beneficios ambientales obtenidos: las emisiones de NO_x que se pueden obtener debido a la estequiometría del nivel del quemador se muestran en la Figura 4.25. Como se puede apreciar en la figura, las emisiones de NO_x en la franja superior de estequiometría se reducen significativamente cuando disminuye la estequiometría del quemador. Sin embargo, las emisiones de NO_x alcanzan niveles máximos cuando la estequiometría se sitúa por debajo de 0,80.

Además de la medición de las emisiones de NO_x , también se analiza el contenido de CO y O_2 en las proximidades de las paredes del hogar. Con el sistema de com-

Figura 4.25: Emisiones de NO_x según la estequiometría del quemador y el sistema de combustión

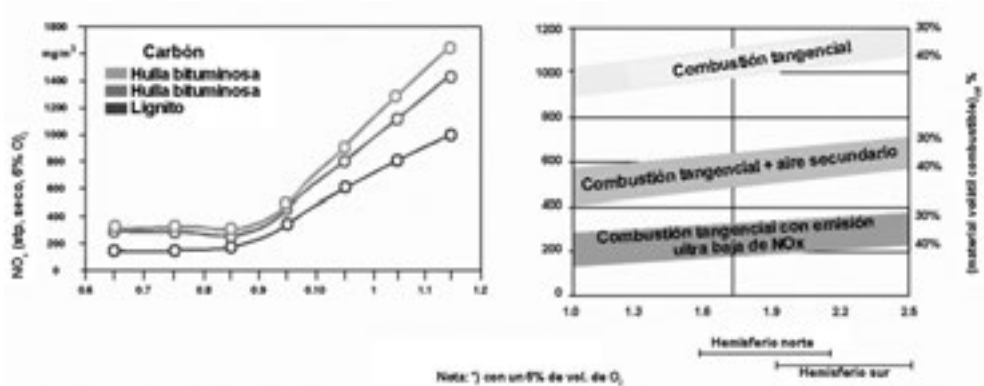
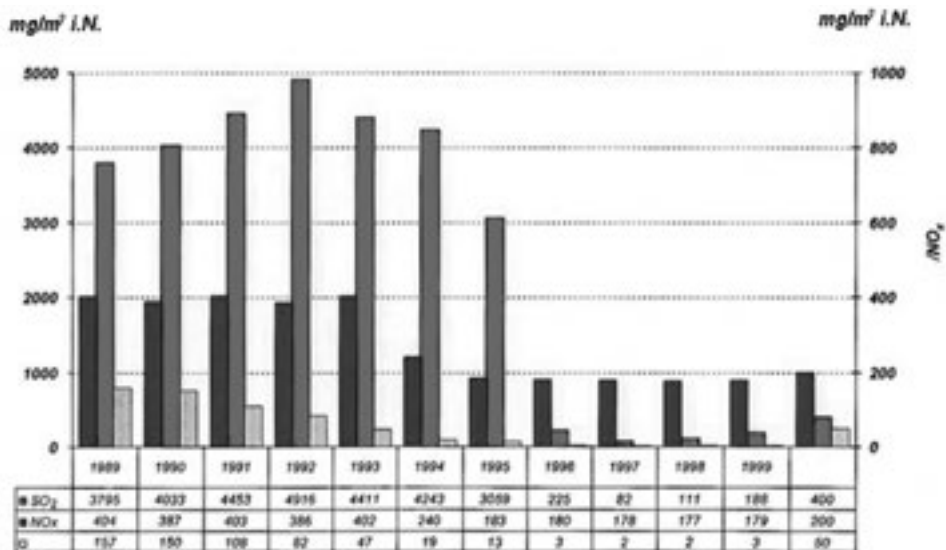


Figura 4.26: Comparación de los niveles de NO_x de algunas centrales energéticas



combustión tangencial con una emisión ultra baja de NO_x, se registran concentraciones muy bajas de CO y altos niveles de O₂ en las paredes. La Figura 4.25 muestra una comparación entre el sistema de combustión tangencial con una emisión ultra baja de NO_x (con aire de compensación y aire de sobrefuego), el sistema de combustión con baja emisión de NO_x (con nivel de aire de sobrefuego) y los sistemas de combustión básicos con carbón bituminoso en relación con los NO_x. Además, en la figura se puede apreciar el potencial de reducción de NO_x de la combustión tangencial con una emisión ultra baja de NO_x con cualquier tipo de carbón bituminoso del mercado internacional. La Figura 4.26 incluye una comparación de los niveles de NO_x en algunas centrales determinadas (clasificadas de la A a la M).

Aplicabilidad: a pesar de que no existe mucha información disponible sobre la aplicación de estos sistemas, en general, se pueden utilizar en centrales de nueva construcción o aplicarlos en centrales antiguas renovadas.

Efectos cruzados: no existen efectos potenciales.

Datos operativos:

- la reducción del exceso de aire y de la temperatura del gas de escape permite mejorar la eficiencia del generador de vapor. Además, esta mejora en la eficiencia contribuye significativamente a la reducción de las emisiones de CO₂;
- la reducción del contenido de NO_x de los gases de combustión comporta una reducción del consumo de amoníaco para el catalizador y un aumento de su vida útil (si se dispone de un catalizador)

- el aumento de la eficiencia del generador de vapor y la reducción del consumo energético de los ventiladores de tiro inducido, de tiro forzado y de DGC mejoran la eficiencia de red de la unidad de generación de energía.

Aspectos económicos:

- aumento de la eficiencia del generador de vapor;
- aumento de la generación de energía neta;
- sin costes de funcionamiento adicionales.

Motivo principal para su aplicación: la reducción del nivel de emisiones de NO_x , requerida por la legislación nacional o europea, o un aumento de la eficiencia de la caldera y un menor consumo de combustible.

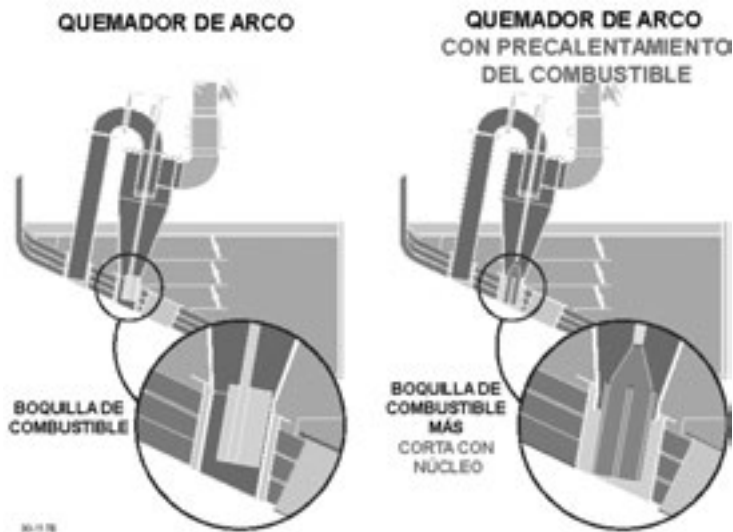
Bibliografía de referencia: [114, Alstom, 2001], [115, Epple et ál., 1995], [116, Kather, 1996], [117, Marx et ál., 1997], [34, Verbund, 1996].

EJEMPLO 4.2.1.2 MEDIDAS PRIMARIAS PARA REDUCIR LOS NO_x EN LOS SISTEMAS DE COMBUSTIÓN VERTICAL CON PRECALENTAMIENTO DEL COMBUSTIBLE Y QUEMADORES CICLÓN INTEGRADOS EN UN SISTEMA DE AIRE DE SOBREFUEGO

Descripción: en los años veinte, el sistema de combustión de carbón pulverizado más utilizado era el vertical (o de arco), debido a la estabilidad de la llama, que se conseguía añadiendo aire secundario a través de las válvulas de la pared vertical debajo del arco. Más adelante, el uso de quemadores turbulentos, que sólo requería aire secundario giratorio alrededor de la boquilla primaria de aire/carbón, permitió utilizar hornos horizontales para carbón pulverizado en la mayoría de las centrales. Sin embargo, la combustión de antracita pulverizada sin combustible de apoyo todavía requiere el suministro progresivo de aire secundario, que es una de las características de los sistemas de combustión verticales. Algunas de las ventajas de la antracita son su bajo contenido de azufre, su disponibilidad en todo el mundo y las grandes reservas existentes en Asia oriental.

La tecnología de combustión vertical, que proporciona mejores resultados, continúa aplicando las mismas relaciones elevadas de caudal de aire vertical y aire del arco (~70/30) que se empleaban en los primeros sistemas de combustión vertical. Además, los quemadores están diseñados en forma de separadores de ciclón para liberar el aire de la mezcla primaria de aire y carbón. De esta forma, se favorece la ignición sin sistemas suplementarios, que se consigue incluso con carbones con un contenido de materia volátil inferior al 5%. Sin embargo, para la ignición resulta más relevante el contenido de hidrógeno del combustible que, con esta tecnología de combustión vertical, puede alcanzar niveles tan bajos como un 1,5% para la combustión sin sistemas suplementarios a carga completa. Con carbones con un contenido de material volátil superior, las unidades de combustión

Figura 4.27: Quemador de combustión vertical con precalentamiento del combustible [192, GTT, 2003]



vertical han obtenido unos niveles de emisión de NO_x menores que la mayoría de quemadores horizontales avanzados de baja emisión de NO_x . No obstante, es importante destacar que los modelos anteriores para la reducción de los NO_x con aire en etapas en el quemador y el hogar tenían como objetivo único reducir el nitrógeno durante la desvolatilización del carbón.

En la Figura 4.27 aparece la disposición estándar de un quemador ciclón de combustión vertical, con una ampliación del detalle de la boquilla de combustible. En la figura se muestra también el modelo modificado para precalentar el combustible, que aumenta la estabilidad de la llama. Las modificaciones realizadas incluían acortar la boquilla de combustible cilíndrica para permitir que el aire frío/carbón y el aire caliente se mezclen alrededor de la boquilla e insertar un núcleo en la boquilla para mejorar la capacidad de ventilación del ciclón manteniendo, al mismo tiempo, el impulso del aire para que la penetración de la llama sea correcta. Se pueden realizar más modificaciones para integrar el orificio de ventilación del quemador ciclón de combustión vertical en un sistema de aire de sobrefuego. En este caso, la mayor parte de la humedad del carbón y carbón pulverizado se escaparán por el orificio de ventilación en una fase muy empobrecida que el aire de sobrefuego todavía empobrecerá más.

Una consecuencia inevitable de las medidas primarias de reducción de los NO_x es el aumento de combustible sin quemar (carbono sin quemar). La instalación de un clasificador más eficiente para el material que proviene del molino puede contribuir a contrarrestar el aumento de combustible sin quemar. Con esta técnica de reducción de los NO_x se puede utilizar un clasificador estático ajustable en lugar del clasificador deflector en el molino de bolas o de cilindros, preferible

para la pulverización de antracita. Ambos tipos de clasificadores son una parte integral del molino de bolas. El clasificador estático ajustable está concebido como un ciclón con múltiples entradas que se definen con veletas ajustables.

Beneficios ambientales obtenidos: los carbones que se definen en la Tabla 4.3, incluida una mezcla de carbones americanos de Pensilvania, se utilizaron en una instalación de pruebas ambientales de combustión vertical de 22 MW_{th} situada en EE. UU. Con un modelo modificado para precalentar el combustible, se consiguió una combustión estable con todos los carbones que se probaron, incluso con cargas del 50%. El combustible sin quemar correspondiente a un nivel determinado de NO_x se redujo con cada modificación. Con la aplicación del sistema de precalentamiento del combustible y el orificio de ventilación de aire de sobrefuego, se obtuvo una reducción de más del 50% de los NO_x y no se llegó a doblar la cantidad de combustible sin quemar. Los resultados obtenidos con los demás carbones examinados fueron similares, especialmente, cuando se empleó aire de sobrefuego.

Tabla 4.3: Análisis de distintos carbones

Carbones (grupo ASTM)	% de análisis según peso							PCS ^c	IMH ^d
	MV ^a	Cenizas ^a	H ₂ O ^a	C ^b	H ^b	N ^b	S ^b	kcal/kg	
Mezcla 50/50 (~semiantracita)	13,5	11	9,1	72,9	2,9	1,4	1	7.530	68
Kocher, Pensilvania (antracita)	6,9	11,3	11,5	72,4	2,1	1,0	0,7	7.220	42
Carbonar, España (antracita)	5	19,5	7,6	68,5	1	0,7	0,7	7.140	43

a Análisis inmediato: total de material volátil (MV), cenizas y humedad (H₂O)

b Análisis elemental: elementos mostrados

c Poder calorífico superior

d Índice de molturabilidad Hardgrove.

Dos de los 16 quemadores de una central de combustión europea de 154 MW_e con combustión vertical de antracita han sido modificados para incorporar un sistema de precalentamiento del combustible. Durante el análisis con carbón local, con un 5% de material volátil y un 1% de contenido de hidrógeno (Carbonar, España, Tabla 4.3), los quemadores modificados pudieron funcionar sin petróleo suplementario y sin emplear petróleo suplementario en quemadores cercanos, incluso con una carga técnica mínima del 60%.

En EE. UU., dos centrales electrotérmicas con combustión vertical, cada una de ellas de 300 MW_{th}, alimentadas con antracita con un contenido de materia volátil del 7% y un alto contenido de humedad y cenizas, comenzaron a funcionar en la primavera de 2002, después de realizar algunas modificaciones en el sistema, como la aplicación de una boquilla de precalentamiento y un orificio de ventilación

del aire de sobrefuego. Estas medidas primarias (en el hogar) consiguieron rebajar el nivel previo de emisiones de NO_x ($\sim 950 - 1.180 \text{ mg/Nm}^3$) de las dos centrales de $300 \text{ MW}_{\text{th}}$ hasta $\sim 510 \text{ mg/Nm}^3$. De hecho, este nuevo sistema de combustión con carbón pulverizado se encuentra entre los sistemas que menos emisiones de NO_x generan, a pesar de que hasta ahora sólo se ha utilizado con carbones con un bajo contenido de material volátil. Además, se podrían adoptar medidas secundarias (al final del proceso) basadas en la inyección de urea para la ulterior reducción de los NO_x , ya que con esta técnica el CO se mantiene muy por debajo del límite típico de 100 ppm que requiere la urea y se puede descomponer fácilmente en amoníaco de reacción.

En una central europea de 330 MW_e de combustión vertical de antracita, la instalación de un clasificador estático ajustable en los molinos de seis bolas ha reducido a más de la mitad la cantidad de combustible sin quemar.

Aplicabilidad: las boquillas de precalentamiento y ventilación del aire de sobrefuego se pueden utilizar en centrales nuevas de más de 30 GWe y en unidades de combustión vertical antiguas en EE. UU., Europa y Asia de hasta 717 MW_e .

Efectos cruzados: las boquillas de precalentamiento y ventilación del aire de sobrefuego permiten reducir los costes relacionados con las medidas secundarias. Si se utilizan combustibles con menos de un 1,5% de hidrógeno, esta técnica evita tener que utilizar petróleo o carbón suplementarios con un contenido mayor de material volátil, y la cocombustión de uno de los dos para conseguir una mayor estabilidad de la llama. Si se combina con un clasificador estático ajustable, se eliminan los costes y cuestiones externas relacionados con el aumento de consumo de combustible.

Datos operativos: no hay cambios sustanciales, excepto la reducción de las emisiones de NO_x y una mayor flexibilidad de uso de combustible, como se ha indicado.

Rentabilidad: los costes para aplicar esta técnica en centrales existentes son similares a los costes que se mencionan en la documentación sobre medidas primarias para la reducción de NO_x en calderas de combustión frontal u opuesta. El coste inicial del clasificador estático ajustable representa sólo una parte del coste de los clasificadores dinámicos y los costes de funcionamiento y mantenimiento que acarrea son insignificantes. Además, también contrarresta el aumento en el consumo de carbón que comportan las modificaciones para reducir los NO_x .

Motivo principal para su aplicación: reducción de los valores límite de emisión de NO_x . Además, el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto crearía oportunidades para renovar unidades antiguas de Asia oriental.

Bibliografía de referencia: [172, Garcia-Mallol et ál., 1999], [173, Garcia-Mallol et ál., 2000], [174, Garcia-Mallol et ál., 2002].

EJEMPLO 4.2.1.3 RECOMBUSTIÓN DE GAS DESPUÉS DE CARBÓN Y CARBÓN DESPUÉS DE CARBÓN PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE NO_x EN CALDERAS DE CENTRALES ELECTROTÉRMICAS

Descripción: el proceso de recombustión es una técnica de modificación de la combustión en el hogar que se emplea para reducir las emisiones de NO_x en las calderas de grandes centrales electrotérmicas. En el apartado 3.4.1.5. de este documento se incluye una descripción detallada del proceso de recombustión.

Beneficios ambientales obtenidos: el proceso de recombustión ha demostrado ser efectivo para reducir las emisiones de NO_x en centrales de grandes dimensiones alimentadas con carbón pulverizado. Además, en Europa, este proceso se ha probado en grandes centrales energéticas alimentadas con carbón del Reino Unido (Escocia) (600 MW_e, recombustión de gas en calderas alimentadas con carbón) y en una central energética en Italia (320 MW_e, recombustión de carbón en calderas alimentadas con carbón), con una reducción de los NO_x del 45% al 60% (comparado con las emisiones obtenidas utilizando sólo quemadores de baja emisión de NO_x).

Por lo tanto, con un nivel básico de emisiones de 650 mg/Nm³ con un 6% de O₂, las emisiones de NO_x de una unidad con recombustión serían de 325 mg/Nm³ (con un 6% de O₂).

El rendimiento depende del tiempo de residencia disponible en el hogar: con un mayor tiempo de residencia se obtiene un nivel menor de emisiones, mientras que un tiempo de residencia menor limita la reducción de NO_x que se puede conseguir.

Aplicabilidad: el proceso de recombustión resulta muy atractivo para calderas nuevas pero, dada la necesidad de espacio en las cámaras, su aplicación en centrales existentes resulta menos adecuada. Para obtener un rendimiento óptimo, el hogar debería disponer de un largo tiempo de residencia, factor especialmente importante para la recombustión de carbón en hogares que utilizan carbón como combustible principal. Sin embargo, el proceso también se puede aplicar a hogares compactos. A pesar de que es necesario llegar a un compromiso en cuanto a las emisiones de NO_x o el contenido de carbono en las cenizas, las experiencias registradas demuestran que, en este caso, se puede obtener una reducción significativa de las emisiones de NO_x. Por lo tanto, en principio, este proceso se puede aplicar a cualquier caldera grande alimentada con carbón pulverizado (de 500 MW_{th} o superiores).

La recombustión de gas en sistemas que utilizan carbón como combustible principal sólo se puede aplicar en centrales ubicadas en lugares donde el gas natural esté disponible a un precio competitivo.

Efectos cruzados: si se utiliza un proceso de recombustión, existe la posibilidad de que el nivel de carbono en las cenizas aumente, factor que, en algunos casos, puede convertir las cenizas en un producto no comercializable (por ejemplo, para la fabricación de cemento) y, como consecuencia, aumentar la cantidad de material que se debe arrojar al vertedero. Sin embargo, en la práctica, el aumento del nivel de carbono en las cenizas ha sido aceptable (e inferior al que produce la combustión de aire por fases). En la central del Reino Unido (Escocia), el nivel de carbono en las cenizas era similar a los niveles base, mientras que en la central italiana lo superaba con un factor de 1,25. Cuando se considera la posible aplicación de un sistema de recombustión en una central determinada, el aumento potencial de carbono en las cenizas es un factor clave. Las medidas para reducir el impacto potencial en la combustión completa incluyen optimizar el grado de pulverización del carbón (por ejemplo, mejorando los molinos o clasificadores) y aumentar el tiempo de residencia efectivo en la zona de combustión (por ejemplo, intercambiando emisiones de NO_x y combustión completa).

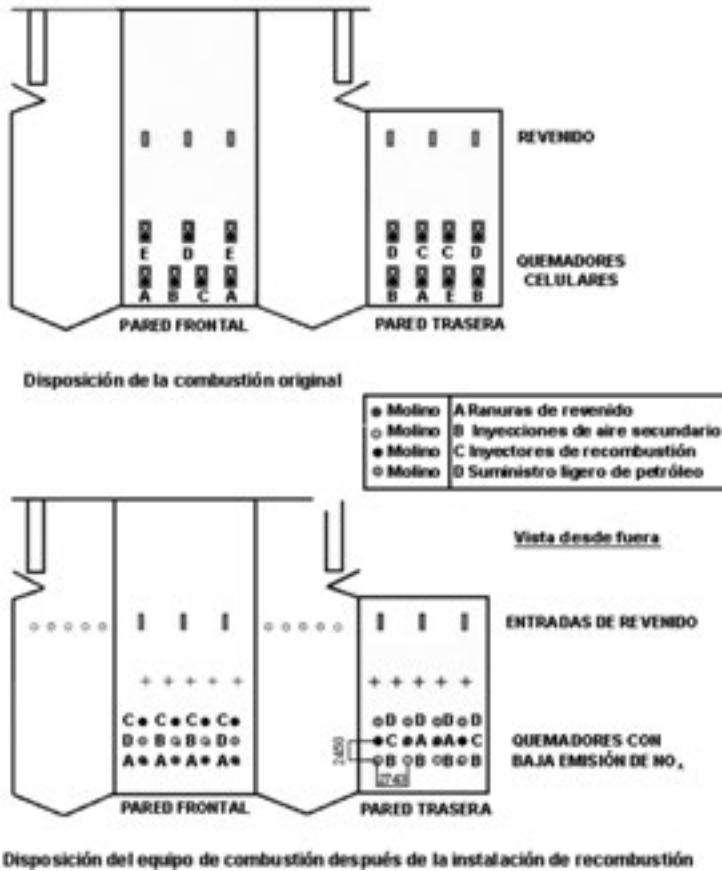
La recombustión también contribuye a reducir la eficiencia térmica de la caldera, como resultado del aumento de carbono en las cenizas (véase el párrafo anterior) y, si se trata de recombustión con gas después de carbón, como resultado del aumento de la pérdida de humedad cuando una proporción del aporte térmico se obtiene del gas natural en lugar del carbón. La información obtenida de las centrales del Reino Unido (Escocia) e Italia demuestra que las pérdidas de eficiencia térmica son reducidas y predecibles.

Datos operativos:

- **recombustión en calderas alimentadas con carbón y gas como combustible de recombustión:** se obtuvieron unas emisiones de NO_x de entre 250 y 300 mg/Nm^3 con un 6% de O_2 , que representan una reducción del 60% respecto a los niveles base. El nivel de carbono en las cenizas no aumentó significativamente por encima del nivel base. El rendimiento de la caldera tampoco empeoró. La eficiencia térmica se redujo un 1% debido al aumento de la pérdida de humedad que se produjo como consecuencia de la sustitución del 20% del carbón por gas natural;
- **recombustión en calderas alimentadas con carbón y carbón como combustible de recombustión:** se obtuvieron unas emisiones de NO_x de entre 300 y 370 mg/Nm^3 con un 6% de O_2 con una amplia gama de carbones procedentes de distintos lugares del planeta (por ejemplo, de Colombia, Sudáfrica), con sólo un pequeño aumento del nivel de carbono en las cenizas (un factor 1,25 veces el nivel base). No se registró ningún efecto negativo en el funcionamiento de la caldera y la eficiencia térmica prácticamente no varió.

Aspectos económicos: los costes derivados de la instalación del proceso de recombustión dependen de cada central y, en general, obedecen a la necesidad de instalar (o no) un sistema de recirculación del gas de combustión. También hay

Figura 4.28: Cambios en la caldera existente al aplicar la recombustión que utiliza carbón tanto para la combustión como para la recombustión



que tener en cuenta otros aspectos, como el tipo de modificaciones que hay que realizar en los clasificadores, las limitaciones de acceso, los sistemas de control e instrumentación, etc. Normalmente, el coste de inversión de un sistema de recombustión se sitúa en torno a los 7,8 – 15,6 euros por kWe.

En los sistemas de recombustión que utilizan carbón como combustible tanto para la combustión como para la recombustión, sin un sistema de recombustión de los gases de combustión, el aumento de los costes de funcionamiento es mínimo, siempre que los niveles de carbono en las cenizas se mantengan dentro de unos límites aceptables. Los costes suelen incluir el consumo energético adicional (si se instalan clasificadores dinámicos y ventiladores de aire de sobrefuego) y unos mayores costes de mantenimiento del equipo de recombustión.

Cuando es necesario instalar un sistema de recombustión de los gases de combustión, el aumento de demanda eléctrica es significativo.

Con los sistemas de recombustión que utilizan gas después del carbón, el diferencial de precio entre el gas natural de recombustión y el suministro de carbón principal representa el mayor coste de funcionamiento en la mayoría de instalaciones.

Motivo principal para su aplicación: el desarrollo de los procesos de recombustión ha sido fomentado por la legislación internacional sobre emisiones de NO_x , que cada vez es más restrictiva, y las ventajas económicas relacionadas con el cumplimiento de estos límites con medidas primarias de combustión en lugar de medidas secundarias (como la reducción catalítica selectiva), mucho más costosas.

Bibliografía de referencia: [65, Golland et ál., 1998], [66, Hesselmann et ál., 2000].

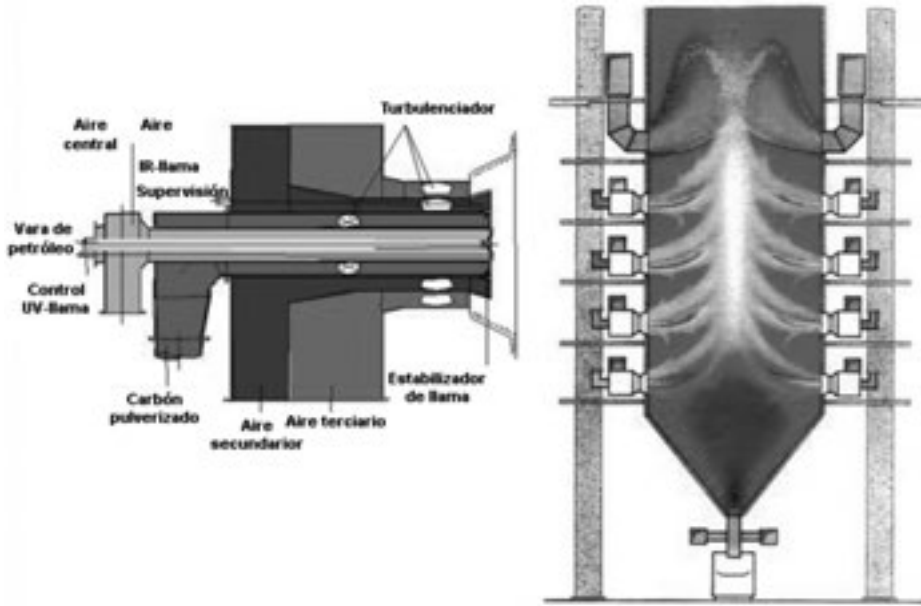
EJEMPLO 4.2.1.4 MEDIDAS PRIMARIAS PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE NO_x DE LOS SISTEMAS DE COMBUSTIÓN DE CARBÓN BITUMINOSO EN CALDERAS DE FONDO SECO – SISTEMAS DE COMBUSTIÓN OPUESTA CON QUEMADORES DE TURBULENCIA DE BAJA EMISIÓN DE NO_x (QUEMADORES DE TURBULENCIA POR ETAPAS)

Descripción: en los sistemas de combustión opuesta, los quemadores están colocados en distintos niveles de las paredes delantera y trasera del hogar, como se muestra en la Figura 4.29. Si disponen de quemadores de turbulencia, se puede conseguir una ignición estable y optimizar las medidas de reducción de NO_x en cada quemador.

La mejora de la preparación del combustible es un prerrequisito para conseguir una reducción efectiva de los NO_x . Con un sistema de trituración flexible, respecto a la fuerza y el grado de pulverización de la molienda, se puede utilizar un amplio abanico de combustibles y carbones con baja graduación. Por lo tanto, un molino moderno es una parte integral importante de este sistema de combustión con baja emisión de NO_x .

El quemador de turbulencia por etapas alimentado con carbón pulverizado y con baja emisión de NO_x que se muestra en la Figura 4.29 es el componente fundamental de este sistema de combustión. Este quemador es, básicamente, un quemador de turbulencia. Para reducir la formación de NO_x , el quemador posee distintas funciones y elementos adicionales. En la tubería de admisión de carbón pulverizado se instala un turbulenciador, y en la salida, se coloca un anillo estabilizador dentado. De esta manera, se consigue una ignición rápida y estable de la llama en el anillo estabilizador. La mayor parte del aire de combustión se introduce de manera controlada a través de los anillos deflectores y se suministra a la llama como aire secundario o terciario para retrasar la mezcla.

Figura 4.29: Quemador de turbulencia por etapas integrado en una caldera de combustión opuesta [67, EPPSA, 2001]

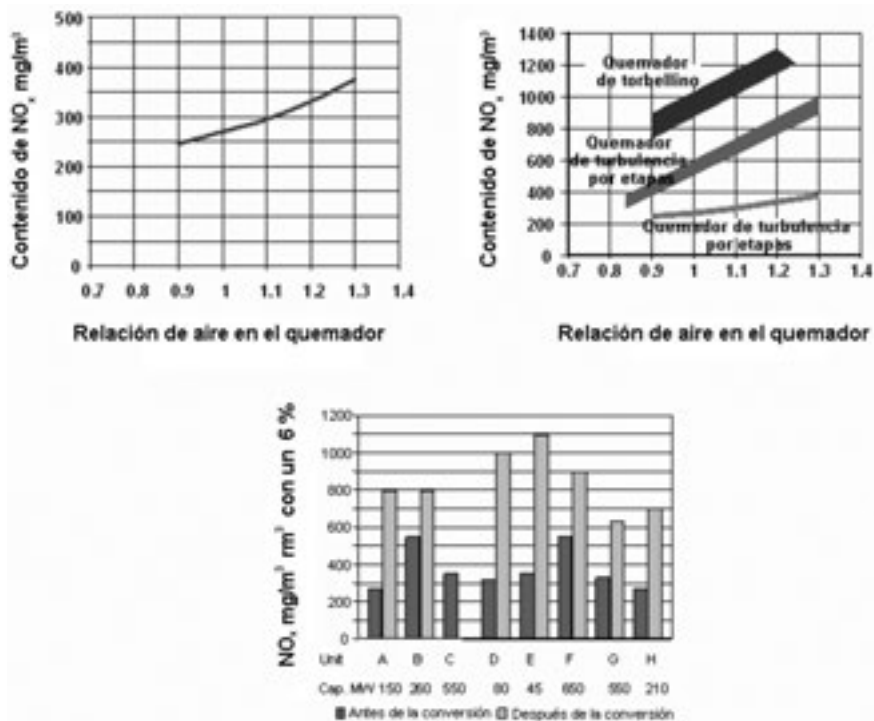


La combinación de quemadores con baja emisión de NO_x y suministro de aire en etapas en el hogar, tal y como aparece en la Figura 4.29, permite reducir todavía más el nivel de emisiones de NO_x . Los quemadores funcionan con una relación de aire casi estequiométrica o subestequiométrica, y el aire de combustión sobrante se introduce en el hogar después de permitir cierta combustión. El objetivo de esta técnica es reducir el NO , formado inicialmente en la zona del quemador, en una zona de reducción posterior.

Los sistemas de combustión modernos funcionan con un bajo exceso de aire. En las centrales actuales, el índice típico de aire es 1,15. Para el funcionamiento óptimo de los quemadores con un bajo exceso de aire, es necesario establecer una relación precisa de combustible y aire. Esto se consigue distribuyendo uniformemente el carbón pulverizado que proviene del molino en los quemadores correspondientes, y controlando el suministro de aire al grupo de quemadores situado en un nivel concreto y que recibe el combustible del molino (o, en casos extremos, se suministra aire a cada uno de los quemadores).

Beneficios ambientales obtenidos: en la Figura 4.30, se muestra el contenido de NO_x registrado con un generador de vapor con una capacidad de producir vapor de 530 t/h y con 8 quemadores de turbulencia por etapas de 80 MW de capacidad térmica, dispuestos unos frente a otros, en función de la proporción de aire en el quemador, con una carga completa en la caldera. Con una relación habitual de aire de funcionamiento de 0,95 y con carbón bituminoso con un alto contenido en

Figura 4.30: Emisiones de NO_x de varias calderas instaladas en centrales remodeladas [67, EPPSA, 2001]



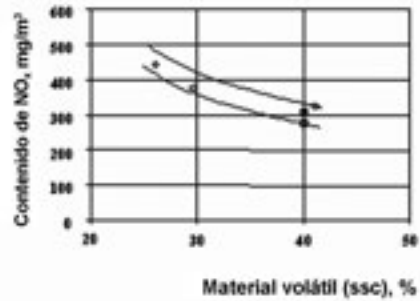
material volátil, se alcanzaron unos niveles aproximados de NO_x de 280 mg/m³ con una combustión muy estable. Las numerosas pruebas realizadas sobre la atmósfera del gas de combustión en las paredes del hogar demuestran que, incluso en un modo operativo de baja emisión de NO_x, las concentraciones de oxígeno (>1%) en las paredes son suficientes para evitar la corrosión en el hogar.

En la Figura 4.30, se muestra la curva registrada por los quemadores de turbulencia por etapas en la central (línea inferior verde) comparada con los niveles de NO_x obtenidos con quemadores de turbulencia antiguos (quemador de torbellino por etapas – línea media roja) y los quemadores de baja emisión de NO_x de primera generación (quemador de torbellino – línea superior azul). La figura muestra claramente el potencial de los quemadores de turbulencia por etapas para reducir las emisiones de NO_x.

Aplicabilidad: en numerosas centrales de Europa y del resto del mundo, los quemadores antiguos se convirtieron en quemadores de turbulencia por etapas. A pesar de ciertas limitaciones de diseño, se alcanzaron unos niveles mayores de reducción de las emisiones de NO_x con el mismo rendimiento o con un rendimiento superior del sistema de combustión. En la Figura 4.30 se incluye una comparación de los niveles de NO_x antes y después de la modificación de los

Figura 4.31: Rendimiento de un quemador de turbulencia con distintos combustibles [67, EPPSA, 2001]

		Intervalo	
		min.	máx.
PCI	MJ/kg	17.68	29.98
H ₂ O	%	1.6	18.5
Cenizas	%	4.7	31.3
MV (ssc)	%	5.9	54.5
S (ssc)	%	0.4	1.34
O (ssc)	%	5.6	15.8
N	g/MJ	0.39	0.85



quemadores en algunos proyectos convencionales de modernización de centrales (por ejemplo, las unidades A – H). En los ejemplos se muestran centrales muy diferentes entre sí, con capacidades de hasta 650 MW y con diferentes calidades de carbón. La calidad del carbón es un factor importante en la reducción de NO_x obtenida mediante la modificación del proceso de combustión (véase la Figura 4.31). Se han observado casos con mucho tipos distintos de carbón. En la Figura 4.31 se incluyen las clases de carbón que se han utilizado con éxito hasta ahora en quemadores de turbulencia por etapas.

Efectos cruzados: no se ha detectado ningún efecto cruzado por la aplicación de quemadores de turbulencia por etapas en sistemas de combustión.

Datos operativos: no se ha detectado ningún aumento en el consumo energético.

Rentabilidad: no comportan costes de funcionamiento adicionales.

Motivo principal para su aplicación: requisito de un menor nivel de emisiones de NO_x.

Bibliografía de referencia: [67, EPPSA, 2001].

EJEMPLO 4.2.1.5 COMBUSTIÓN EN LECHO FLUIDIZADO CALIENTE (IGNIFLUID)

Descripción: la tecnología de lecho fluidizado caliente, o Ignifluid, es una técnica de combustión que combina las ventajas de los sistemas convencionales de combustión en lecho fluidizado, como la adaptabilidad a distintos tipos de combustible, una mayor eficiencia de combustión completa del carbono y unas emisiones menores, con una amplia gama de variaciones de carga y la producción selectiva de cenizas aglomeradas.

Las características principales de esta técnica son:

- el uso de una parrilla de fluidización móvil e inclinada para garantizar la distribución adecuada del aire y eliminar las cenizas aglomeradas del lecho (las cenizas aglomeradas representan un 85% de la materia inerte);
- la combustión en etapas. El flujo de aire de la fluidización es mucho menor que el flujo de aire estequiométrico y, por lo tanto, se produce una gasificación del combustible en el lecho fluidizado y se inyecta aire secundario para permitir la combustión;
- un sistema de captura de partículas en etapas, con la reinyección de sólidos selectivos en el lecho fluidizado a través de la pared trasera de la caldera;
- la desulfuración del gas de combustión, inyectando caliza o cal hidratada al mismo nivel que el aire secundario;
- un sistema de desnitrificación (inyección de reactivos con base de urea o amoníaco), si fuera necesario.

Las partes de presión de las calderas Ignifluid son bastante convencionales.

Beneficios ambientales obtenidos: los niveles de emisión detectados son los siguientes:

Tabla 4.4: Resumen de las emisiones registradas (con un 6% de O₂)

Contaminante	Nivel de emisión detectado (mg/Nm ³)	Porcentaje de reducción (%)	Técnica empleada
NO _x	150/300		Inyección de reactivos con base de urea o amoníaco
SO ₂	400/600	50 – 85	Inyección de caliza o cal hidratada en el mismo nivel que el aire secundario
CO	100/150		
Partículas	30/50		PE

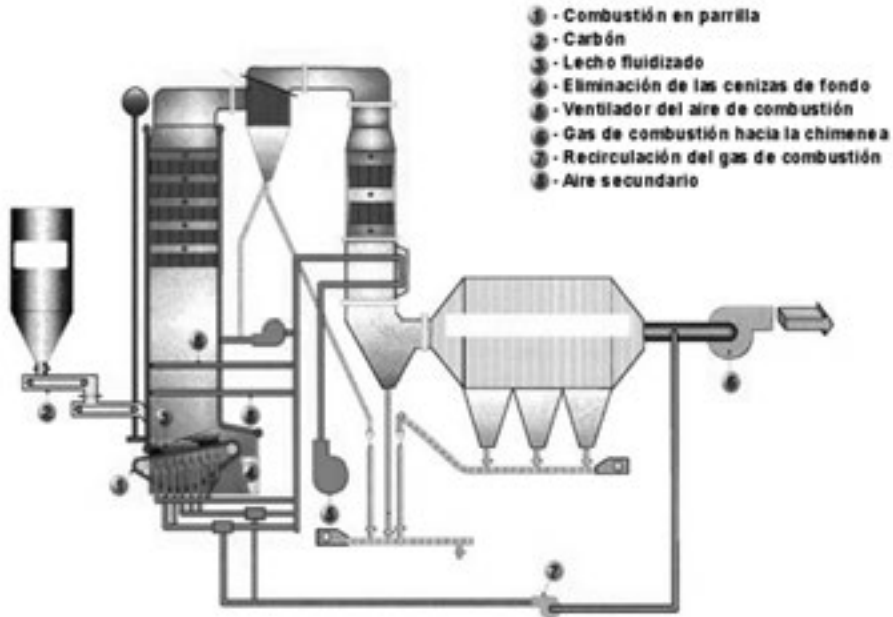
* con desulfuración y desnitrificación

La energía que se absorbe en el proceso de es 7 – 8 kWe/MW_{th} producidos.

Aplicabilidad: esta tecnología se puede utilizar en centrales nuevas y se adapta a una gran variedad de combustibles. En cuanto a la versatilidad de combustible, la experiencia demuestra que se pueden utilizar casi todos los tipos de combustible sin reparar en el índice de material volátil, el contenido de cenizas y el índice de humedad o hinchamiento. El único problema parece ser obtener una distribución del tamaño del combustible apropiada para conseguir una buena fluidización y una elevada eficiencia de combustión.

La tecnología de lecho fluidizado caliente se puede emplear con potencias de 20 a 300 MW_{th}.

Figura 4.32: Tecnología de lecho fluidizado caliente («Ignifluid»)
[139, MATE, 2001]



Efectos cruzados:

- la combustión en lecho fluidizado caliente es un proceso en seco y, por lo tanto, no genera aguas residuales;
- los principales residuos que genera este proceso son cenizas aglomeradas, que se extraen del lecho con la parrilla móvil. Las cenizas se pueden utilizar en la industria de la construcción;
- este proceso también genera partículas finas, que se capturan en el colector de polvo final y se pueden utilizar como materia prima para fabricar hormigón, como compuesto para cemento especial, material para la construcción de carreteras o como fertilizante.

Datos operativos: la tecnología Ignifluid se inventó en 1955. Hoy en día, más de 50 centrales industriales en 11 países incorporan esta técnica, lo que representa una capacidad global de generación de vapor aproximada de 3.600 t/h, y más de 1.400.000 horas de funcionamiento.

Combustible: casi todos los combustibles fluidizantes,
carbones, esquitos bituminosos, residuos de limpieza,
varios tipos de biomasa

Supervisión: medición continua de NO_x , SO_2 , CO , partículas, O_2 ,
temperatura y volumen del gas de combustión, presión

atmosférica, temperatura ambiente y volumen del gas de combustión

Reutilización de las cenizas: las cenizas de fondo se extraen de la caldera y, en su mayor parte, se aglomeran (85% del material inerte del combustible). De esta manera, resultan más sencillas de reciclar (por ejemplo, en la industria de la construcción o en la construcción de carreteras).

Rentabilidad:

Tabla 4.5: Costes de una caldera Ignifluid

Costes de una caldera Ignifluid	60 MW _{th}	250 MW _{th}
Costes de inversión (euros)	10.000.000	23.000.000
Costes anuales de funcionamiento: sólo relacionados con los contaminantes (euros/año)	250.000	430.000
Costes anuales de funcionamiento: consumo energético adicional (euros/año)	64.000	110.000
Costes anuales de funcionamiento: personal e incidencias (euros/año)	330.000	575.000

Los costes de inversión, personal e incidencias que se indican en la tabla anterior son los costes totales de la instalación y no sólo los costes diferenciales de las medidas de reducción de los contaminantes. No es sencillo comparar los costes derivados de un sistema de combustión en lecho fluidizado con los de otras tecnologías de reducción de contaminantes. Sin embargo, a partir de la información disponible se puede deducir que los sistemas de lecho fluidizado representan un método relativamente más económico para reducir las emisiones de SO₂ y NO_x.

Motivo principal para su aplicación:

- la aglomeración de las cenizas permite reutilizar los residuos sólidos;
- se puede cambiar el combustible con la caldera en funcionamiento;
- encendido rápido en frío (≈ 4 horas);
- amplia variedad de cargas (≈ 20 – 25% de RMC/min), en parte debido al alto contenido de carbono del lecho (aproximadamente, la mitad de la cantidad introducida);
- amplio margen de regulación (≈ 1/10), debido a un mínimo de cinco cajas de viento con flujo de aire regulable debajo de la parrilla;
- ventajas relacionadas con los efectos de los gases de efecto invernadero, obtenidas con la combustión o cocombustión de biomasa.

Bibliografía de referencia: [139, MATE, 2001].

EJEMPLO 4.2.1.6 MEDIDAS APLICABLES EN CENTRALES ENERGÉTICAS DE COMBUSTIÓN EN LECHO FLUIDIZADO CIRCULANTE PARA MEJORAR LA CAPTURA DE AZUFRE, EL CONSUMO DE CALIZA Y LA COMBUSTIÓN COMPLETA DEL CARBONO, ESPECIALMENTE CON COMBUSTIBLES DE BAJA CALIDAD, COMO EL LIGNITO O LA ANTRACITA CON UN ALTO CONTENIDO DE AZUFRE

Descripción: los sistemas de combustión en lecho fluidizado circulante se introdujeron en los años setenta y, actualmente, son una técnica fiable y respetuosa con el medio ambiente que se utiliza en instalaciones industriales, municipales o electrotérmicas. En 2001, en todo el mundo había unas 500 centrales de combustión en lecho fluidizado circulante en funcionamiento. En la actualidad, las capacidades aplicadas superan los $250 \text{ MW}_{\text{th}}$ y se están diseñando centrales de hasta $600 \text{ MW}_{\text{th}}$.

Los últimos avances en esta tecnología se centran en reducir las emisiones de la combustión de combustibles de baja calidad, incluidos combustibles con un alto contenido de azufre y cenizas. Otros objetivos son reducir los costes de funcionamiento, principalmente, los costes relacionados con el consumo de caliza y la eliminación de las cenizas. Además, también se han realizado investigaciones para aumentar la eficiencia de las centrales y reducir las emisiones de CO_2 (combustión de biomasa, reducción del consumo de caliza). En la Figura 4.33 se muestra una central de combustión en lecho fluidizado circulante diseñada para funcionar con lignito con un alto contenido de azufre.

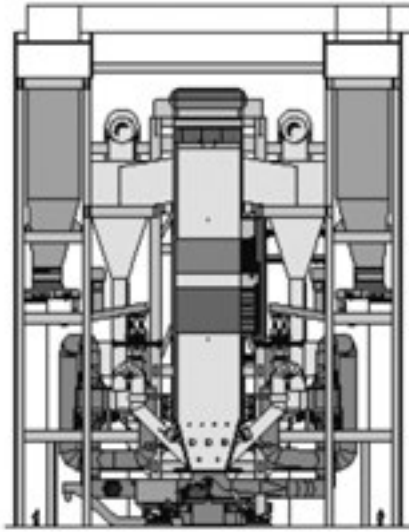
Beneficios ambientales obtenidos: a continuación se describen los principales beneficios y avances relacionados con las emisiones de NO_x , SO_2 , HCl y CO y con la eficiencia de combustión.

NO_x : con este tipo de instalaciones se pueden conseguir unos niveles de emisión de NO_x muy bajos si se aplican medidas primarias como, por ejemplo:

- utilizar una temperatura reducida en el hogar, aproximadamente, de $850 \text{ }^\circ\text{C}$, para eliminar la formación de NO_x térmico y mantener el bajo nivel de conversión del nitrógeno del combustible en NO_x ;
- utilizar aire en etapas, con la inyección de aire primario (aproximadamente, el 50%) y varios niveles de aire secundario para crear unos tiempos de residencia del gas suficientes en condiciones subestequiométricas en la parte inferior del hogar;
- optimizar la mezcla de sólidos y gas.

Si se utilizan combustibles muy reactivos o con un alto contenido de nitrógeno, se pueden añadir medidas adicionales poco costosas, como la recirculación del gas de combustión o la reducción no catalítica selectiva (inyección de amoníaco en la salida del hogar o del ciclón).

Figura 4.33: Central de combustión en lecho fluidizado circulante para lignito con un alto contenido de azufre [118, Alstom, 2001]



SO₂: las emisiones de SO₂ de la combustión del azufre orgánico o pirítico del carbón se pueden reducir hasta un 95% o más con la desulfuración *in situ*. La temperatura óptima para la reacción de desulfuración se sitúa alrededor de los 850 °C. La desulfuración se obtiene con la reacción del SO₂ y el O₂ gaseosos en la superficie externa y dentro de la estructura porosa interna de las partículas de CaO y la posterior formación de CaSO₄. El producto sólido se elimina del sistema de combustión junto con las cenizas de lecho y de filtrado.

Con algunos combustibles, principalmente lignitos, que contienen una cantidad relevante de calcio, la mayoría del SO₂ se captura mediante la llamada desulfuración «inherente». En estos casos, la captura inherente puede llegar a un 95%. Con la mayoría de combustibles, como por ejemplo los carbones bituminosos, las cenizas no contienen cantidades sustanciales de calcio y, por lo tanto, es necesario añadir caliza triturada en partículas del tamaño adecuado al hogar. Para conseguir un índice de desulfuración del 95% o superior, la relación molar de Ca/S debe ser igual o superior a 2. La caliza se suele inyectar junto con el combustible, directamente en la parte inferior del hogar o después del sello del bucle. La relación de Ca/S depende de que las partículas tengan el tamaño adecuado, la reactividad y las características de atrición de la caliza.

El tamaño óptimo de las partículas de caliza es de 50 a 500 μm. De esta manera, se consigue que el tiempo de residencia de las partículas de CaO en el hogar sea suficientemente largo. Los índices de atrición y reactividad se establecen en las pruebas de laboratorio, de acuerdo con los estándares de los compradores, y se determinan en comparación con las muestras de referencia de bases de datos exis-

tentes. Si se utilizan combustibles con un alto contenido de azufre, los costes derivados del consumo de caliza y la eliminación de las cenizas puede ser elevados. Por este motivo, se han desarrollado tecnologías de apoyo, como la inyección de sorbente en los conductos (véase la DGC modificada en el apartado 3.3.5.2), para aumentar la reactividad de la caliza o las cenizas, entre otras opciones.

Cl y F: el cloro y el flúor del combustible suelen estar combinados con componentes alcalinos, como el Na o el K. Con una temperatura de unos 850 °C, el cloro y el flúor forman HCl y HF gaseosos que, con temperaturas más bajas, reaccionan con el CaO. Más del 90% del HC se captura en el exceso de caliza de las cenizas de filtrado. Sin embargo, la proporción de retención del HCl puede variar significativamente. Dependiendo del nivel de humedad del gas de combustión, la cantidad de exceso de caliza en las cenizas de filtrado y el tipo de filtro (PE o filtro de mangas), se puede detectar una retención del HCl de entre un 20% y un 90%. Por lo tanto, si se utilizan combustibles con un alto contenido de cloro como, por ejemplo, los combustibles procedentes de la zona de Saar, en Alemania, se pueden instalar medidas secundarias como la inyección de $\text{Ca}(\text{OH})_2$.

CO: la intensa mezcla que se produce en el hogar y el ciclón pueden disolver las trazas de CO. En la combustión de algunos carbones bituminosos, principalmente los que proceden del hemisferio sur, se detectó que existía formación de CO después del ciclón. Debido a la baja reactividad de estos carbones, el CO se produce por acción del carbono sin quemar, que se acumula en los primeros sobrecalentadores convectivos situados después del ciclón. La producción de CO se puede evitar fácilmente instalando sopladores de hollín en la zona del sobrecalentador.

Eficiencia de combustión: a pesar de que algunas de las centrales de combustión en lecho fluidizado circulante de primera generación presentaban un nivel excesivo de carbono en las cenizas de filtrado, especialmente con carbones con un contenido bajo de cenizas o poco reactivas, en los últimos años la eficiencia de combustión ha mejorado considerablemente. En primer lugar, se instalaron sistemas de reinyección de cenizas de filtrado para combustibles con un bajo contenido de cenizas, que permite mejorar la eficiencia de combustión, especialmente con este tipo de combustibles. En segundo lugar, la eficiencia de combustión se aumentó mejorando la eficiencia del ciclón, con una reducción total de más del 50%. Esto se debe a la modificación del tamaño medio de las partículas de material circulante, que pasó de más de 180 μm a menos de 100 μm .

Eficiencia del ciclón: el aumento de la eficiencia del ciclón permitió una mejora aproximada del 50% en pérdidas de combustión, y más de un 20% en el consumo de caliza. El perfil homogéneo de temperatura permitió alcanzar unas emisiones de NO_x por debajo de los 200 mg/Nm^3 con todos los tipos de carbón, sin la necesidad de controlar la temperatura del hogar con intercambiadores de calor de lecho externos ni gas de recirculación.

Aplicabilidad: los sistemas de combustión en lecho fluidizado circulante de la clase descrita en este ejemplo se han aplicado en centrales energéticas de 25 a 300 MW_e. El aumento de la eficiencia del ciclón, mencionado anteriormente, es especialmente notable si se utilizan combustibles con un alto contenido de azufre, como el lignito indio o turco, combustibles poco reactivos, como la antracita china, o combustibles de grano fino de centrales de depuración de carbón. Actualmente, hay más de seis centrales en funcionamiento que han conseguido aumentar la eficiencia del ciclón, y más de 15 instalaciones se encuentran en fase de construcción.

Efectos cruzados: el aumento de la pérdida de presión, debida al aumento de la carga de partículas en la entrada del ciclón de los modelos mejorados de ciclón, es de menos de 2,5 mbar. Por lo tanto, la incidencia en el consumo energético es poco significativa.

Por su contenido de CaSO₄, las cenizas de los sistemas de combustión en lecho fluidizado circulante no tienen tantas aplicaciones como el yeso de la DGC y, por lo tanto, no se pueden reutilizar para la fabricación de hormigón, aunque sí se emplean para la construcción de carreteras y otras aplicaciones de ingeniería civil. No obstante, actualmente, sólo se utiliza un 40% – 50% de las cenizas de este sistema de combustión.

Datos operativos:

Tabla 4.6: Emisiones habituales de NO_x y SO₂ en centrales de combustión en lecho fluidizado circulante

Tipo de combustible	NO _x (mg/Nm ³ con un 6% de O ₂)	SO ₂ (mg/Nm ³ con un 6% de O ₂)	Eficiencia de desulfuración (%)
Antracita y residuos de antracita	70	220	80
Coque de petróleo	100	50	99
Solución acuosa de carbón	110	140	95
Carbón bituminoso	80	200	95
Carbón bituminoso del este de EE. UU.	60	100	97
Lignito con un alto porcentaje de humedad	140	200	90
Lignito con un alto contenido de azufre	160	200	98
Biomasa	100		

Aspectos económicos: la eficiencia mejorada del ciclón representa una inversión con un buen rendimiento. La aplicación del nuevo diafragma excéntrico también ha demostrado ser rentable en la renovación de instalaciones antiguas.

Motivo principal para su aplicación: requisitos económicos y una normativa más restrictiva en materia de emisiones de SO_2 .

Bibliografía de referencia: [118, Alstom, 2001].

EJEMPLO 4.2.1.7 PRECIPITADORES ELECTROSTÁTICO (PE)

Descripción: actualmente, los precipitadores electrostáticos (PE) se utilizan con frecuencia para capturar y reducir las partículas o aerosoles en las atmósferas polvorientas, como los gases de combustión de los procesos de combustión. (En el capítulo 3 se incluye una descripción detallada de estos dispositivos). Normalmente, las dimensiones externas de un PE grande son: 30 m de alto (altura activa de menos de 15 m) por 40 m de largo y 60 m de ancho. La vida útil de un PE puede ser de varias décadas, siempre que se realice el mantenimiento recomendado. Algunas piezas, como los martillos y los cojinetes (o las boquillas en el caso de los PE húmedos) se deben sustituir regularmente cada dos o tres años de funcionamiento, como parte del mantenimiento habitual.

Beneficios ambientales obtenidos: los PE permiten obtener un bajo índice de emisiones. La eficiencia de captura de partículas supera el 99,9% y, por lo tanto, las emisiones finales sólo alcanzan unos pocos mg/Nm^3 . En muchos casos, se pueden registrar emisiones de $10 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ o menos. Sin embargo, si se utiliza combustible sólido con un alto contenido de cenizas de alta resistividad, los niveles de emisiones pueden aumentar. Los PE son dispositivos muy eficaces para capturar partículas ultrafinas ($<0.5 \mu\text{m}$), siempre que las partículas tengan la capacidad de aglomerarse. Normalmente, los PE utilizados son modelos de alto rendimiento que permiten una elevada aplicabilidad y son relativamente insensibles a las interrupciones del proceso. Por lo tanto, las pequeñas variaciones de temperatura no dañan el PE y, en cuanto se reanuda el proceso con las condiciones habituales, el PE vuelve al nivel de funcionamiento anterior.

Aplicabilidad: los PE se han utilizado para capturar las partículas de los gases de combustión en casi todas las aplicaciones de centrales energéticas. Habitualmente, se emplean en procesos de combustión de carbón, pero también se utilizan en procesos de combustión de coque de petróleo, petróleo y varios residuos de petróleo, turba, orimulsión y distintos tipos de biomasa. Los PE secos deben funcionar por encima del punto de rocío del gas de combustión para garantizar que las cenizas se eliminan del proceso y se conducen a los sistemas de manipulación de cenizas. Las condiciones del gas de combustión varían considerablemente según la aplicación. Cuando se diseña un PE hay que tomar en consideración diversos parámetros, como la composición de las cenizas, la carga de cenizas, el tamaño de las partículas, la resistividad de las cenizas, la temperatura, la humedad y el contenido de SO_2 y SO_3 del gas.

Efectos cruzados: los PE permiten controlar eficazmente las emisiones de partículas de pequeñas dimensiones. En las centrales modernas con un bajo nivel de emisiones (por ejemplo, $10 - 15 \text{ mg/Nm}^3$), la principal masa de emisiones se sitúa muy por debajo de los $2,5 \text{ }\mu\text{m}$. Las emisiones de partículas que proceden de la vibración y las que proceden del arrastre de las partículas al flujo de gas (o cenizas que no se han precipitado) son de naturalezas distintas. Las emisiones procedentes de la vibración se producen en forma de aglomerados y las partículas son de mayor tamaño. Para controlar partículas, por ejemplo, de $\text{PM}_{2,5}$, el PE debe adaptarse para controlar emisiones de $\text{PM}_{2,5}$. En la práctica, no es posible modificar la relación de eficiencia fraccional para partículas gruesas y finas, es decir, que si se reduce la cantidad de partículas $<2,5 \text{ }\mu\text{m}$ también se reducirán las emisiones de partículas más grandes.

Los PE producen cierta cantidad de ozono. Se han detectado pequeñas cantidades en los dispositivos posteriores a los PE. Sin embargo, esta sustancia desaparece rápidamente y, hoy en día, no se considera problemática.

Datos operativos: para capturar cenizas con baja resistividad, normalmente, se utiliza una densidad de corriente máxima de $0,5 \text{ mA/m}^2$ en la zona de captura, mientras que con cenizas de alta resistividad, la corriente media para un rendimiento óptimo puede ser de hasta $0,05 \text{ mA/m}^2$, con el ahorro energético correspondiente.

En el caso de cenizas volantes difíciles de alta resistividad, se puede reducir la temperatura del gas de admisión para capturar eficazmente las partículas. Recientemente, se han utilizado PE con una temperatura del gas en torno a los $100 \text{ }^\circ\text{C}$. Los carbones que se emplean en estas centrales poseen un bajo contenido de azufre ($<1\%$) y el SO_3 que se genera en la caldera es absorbido por las cenizas volantes, por lo que no se alcanza un punto de rocío ácido. No se han detectado problemas de atascos ni corrosión debido a la baja temperatura aplicada.

Normalmente, la caída de presión en los PE es $<200 \text{ Pa}$. Otras de las piezas que consumen energía son los calentadores de la tolva (entre 3 y 5 kW/tolva) y los calentadores del aislador (en torno a 1 kW/aislador). La energía que se emplea para los dispositivos de vibración es insignificante comparada con los demás elementos.

La carcasa de los PE debería ser hermética y no debería haber pérdidas de aire. Si se producen pérdidas, pueden aparecer puntos fríos y corrosión, y el gas de combustión se puede estratificar y modificar la corriente y la tensión y, por lo tanto, disminuir la eficiencia del proceso. Si un PE es hermético y está bien aislado, la caída de temperatura no debería ser de más de $2 - 3 \text{ }^\circ\text{C}$.

Los requisitos de mantenimiento son bastante limitados. Las estadísticas realizadas en Australia durante los años setenta demuestran que un 90% de los pro-

blemas de los PE se debían al mal funcionamiento de los sistemas de eliminación de cenizas. Actualmente, si se emplea un sistema de transporte de las cenizas adecuado y fiable, sólo es necesario revisar los PE una vez por año. Normalmente, esta revisión se realiza junto con las operaciones de mantenimiento de las otras partes de la central. En las centrales nuevas o con un buen mantenimiento, se puede conseguir una disponibilidad >99%. Después de algunos años de funcionamiento, puede ser necesario cambiar algunas piezas móviles o que se puedan desgastar. Esta reparación se suele realizar durante la revisión anual.

Rentabilidad: los costes de inversión de un PE pueden ser bastante elevados: de 16 a 53 euros por kW. La amplia variación de precio dependerá de los costes de fabricación locales, los costes de construcción (que pueden variar enormemente) y el tamaño de la caldera y el PE (en función de la eficiencia y la composición de las cenizas). Con cenizas de alta resistividad, los costes de inversión se pueden reducir sustancialmente si el acondicionamiento del gas de combustión se realiza en el momento de construir la central, y no mediante la aplicación *a posteriori* en centrales existentes.

Los costes de funcionamiento y mantenimiento suelen ser reducidos, y dependerán, en gran medida, del nivel local de los costes del consumo energético y el mantenimiento

Motivo principal para su aplicación: niveles reducidos de emisión de partículas.

Bibliografía de referencia: [74, Alstom, 2001].

EJEMPLO 4.2.1.8 USO DE PROGRAMAS INFORMÁTICOS DE OPTIMIZACIÓN

Descripción: el sistema de optimización está formado por una hilera de sensores ópticos instalados en la parte superior del hogar y una red de sensores *in situ* colocados en el paso convectivo. El sistema informático detecta las señales de los sensores, las procesa y muestra los parámetros correspondientes (ver figura 4.34).

Beneficios ambientales obtenidos: cada central tiene unos objetivos de optimización distintos, y el sistema informático se puede utilizar como herramienta para conseguir diversos resultados. La lista que se incluye a continuación muestra algunos de los beneficios que se pueden obtener con los sistemas de optimización para equilibrar y mejorar la combustión:

- mejora del consumo específico de calor (hasta un 2%);
- reducción de la temperatura de los gases al salir del hogar;
- reducción de los NO_x (hasta un 25%);
- reducción de las pérdidas por calcinación (hasta un 50%);
- reducción del CO;

Figura 4.34: Sistema informático de optimización [175, Petek, 2002]



- niveles más bajos de O₂;
- mayor disponibilidad de la unidad – menos interrupciones forzadas;
- paredes del hogar más limpias y menos escorias en el paso conectivo;
- menor uso de los pulverizadores recalentadores y sobrecalentadores;
- menos desperfectos causados por el sobrecalentamiento de determinadas tuberías y menos averías en las tuberías;
- menor necesidad de soplar el hollín;
- funcionamiento más seguro debido al menor riesgo de explosiones causadas por zonas con una gran cantidad de combustible.

Aplicabilidad: centrales nuevas y antiguas.

Efectos cruzados:

Datos operativos: comparada con la optimización global, la optimización por zonas permite ajustar el quemador y la caldera de manera individual para reparar zonas problemáticas específicas. Por ejemplo, si un quemador está privado de aire y produce compuestos altamente combustibles (ILO y CO), para corregir el problema un operador tendría que aumentar el flujo de aire en todos los quemadores porque no sabría en cuál se originó el problema. Por lo tanto, todos los quemadores recibirían más aire del necesario y, como consecuencia, generarían más NO_x. Una manera mejor de solucionar este problema consiste en realizar ajustes sólo en la zona problemática. El objetivo de los sistemas de optimización es localizar la fuente del problema (en este caso, un quemador en concreto) y permitir al operador reparar directamente el elemento problemático. Las técnicas de optimización pretenden mejorar el funcionamiento de toda la caldera localizando y

manteniendo la combinación óptima de los principales parámetros de combustión en cada uno de los puntos de la caldera.

Aspectos económicos: no disponibles.

Motivo principal para su aplicación: mejor funcionamiento, menos mantenimiento y unos niveles inferiores de emisiones.

Bibliografía de referencia: [175, Petek, 2002].

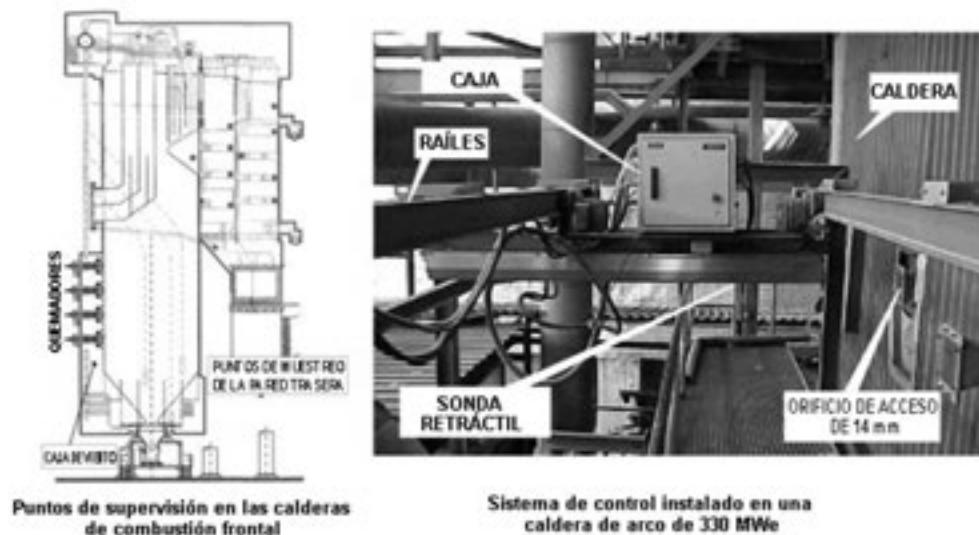
EJEMPLO 4.2.1.9 CONTROL AVANZADO DE LAS CONDICIONES LOCALES DE COMBUSTIÓN PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE NO_x Y MEJORAR EL RENDIMIENTO DE LA CALDERAS ALIMENTADAS CON CARBÓN Y LIGNITO

Descripción: la eficiencia de la caldera y la generación de NO_x de las calderas industriales depende en gran medida de la correcta distribución del combustible y el aire en el hogar. Este ejemplo de tecnología de control se basa en la combinación de estrategias de equilibrio de la combustión por zonas y la aplicación de sistemas avanzados de supervisión de la combustión, que permiten controlar más rigurosamente el proceso de combustión y, de esta forma, resolver situaciones comunes en las que la combustión no es equilibrada. Este sistema permite medir las concentraciones de gas en cualquier zona interna del hogar en calderas industriales, especialmente, cerca de los quemadores (Figura 4.35). Además de importantes mejoras en el rendimiento (eficiencia de la caldera, emisiones de NO_x, formación de escoria, carbono en las cenizas, consumo de sustancias auxiliares), este sistema también permite que el funcionamiento de la caldera industrial sea más seguro y flexible.

El sistema de supervisión permite medir y evaluar los niveles locales de concentración de gas (O₂, CO, CO₂, NO_x, SO₂) en las zonas del hogar que normalmente presentan temperaturas elevadas y que, en modelos convencionales de caldera, son de difícil acceso. Gracias a estas mediciones, el operador puede identificar y controlar las condiciones de combustión en cualquier punto del interior de la caldera y, por lo tanto, optimizar el consumo específico de calor, el consumo de sustancias auxiliares, la emisión de contaminantes y la formación de escoria. La información sobre la combustión en las distintas zonas del sistema permite considerar la unidad como un conjunto de pequeñas unidades, cada una de ellas formada por un quemador. El ajuste y la regulación de cada una de estas unidades por separado permite optimizar el rendimiento de la caldera.

Aplicabilidad: con este nuevo sistema de mediciones dentro del hogar de las calderas industriales las aperturas se pueden colocar allí donde convenga y no es necesario limitarse a los puertos de inspección incluidos en el diseño original de la caldera. De esta manera, se pueden realizar mediciones en el nivel de cualquier

Figura 4.35: Caracterización de las condiciones de combustión con sistemas avanzados de supervisión



quemador de la caldera sin realizar modificaciones relevantes en la estructura de la unidad. Por lo tanto, esta tecnología se puede aplicar tanto en centrales existentes como en instalaciones nuevas.

En la Tabla 4.7 figuran las principales características de 16 centrales de combustión alimentadas con carbón situadas en España y Portugal que han aplicado esta tecnología de control. Estas unidades térmicas emplean distintos modelos de combustión en la caldera (arco, arco-opuesto, frontal, tangencial) y diversas clases de combustible (carbones, desde lignitos a antracitas y coque de petróleo).

Beneficios ambientales obtenidos: la aplicación de esta tecnología ha comportado una reducción de los NO_x de entre el 30% y el 60% y una mejora sustancial del rendimiento global de la central (un aumento del consumo específico por unidad de hasta un 1%). En Tabla 4.8 se muestran los beneficios ambientales habituales obtenidos gracias a la aplicación de esta tecnología en centrales electro-térmicas con distintos modelos de caldera.

Datos operativos: en la Figura 4.36 aparecen los resultados específicos obtenidos con la aplicación de esta tecnología en una central energética de 330 MW_e alimentada con carbón pulverizado y con una caldera de arco. La optimización del sistema se consiguió gracias a:

- el correcto ajuste del exceso general de oxígeno, con una estequiometría local adecuada en todos los quemadores;

Tabla 4.7: Aplicación de la tecnología de control avanzado en calderas alimentadas con carbón

Modelo de caldera	Capacidad (MW _e)	Número de unidades	Distribución de los quemadores	Tipo de combustible
Arco	270	1	12 en la pared frontal + 12 en la pared trasera	Antracita
	330	1	12 en la pared frontal + 12 en la pared trasera	Antracita Antracita + coque de petróleo
Arco	350 – 360	2	12 en la pared frontal + 12 en la pared trasera	Antracita
Arco	360	1	12 en la pared frontal + 12 en la pared trasera	Antracita + carbón bituminoso
Arco	360	2	12 en la pared frontal + 12 en la pared trasera	Antracita Antracita + coque de petróleo
Arco + opuesto	315	1	Vertical: 8 en la pared frontal + 8 en la pared trasera Horizontal: 8 en la pared frontal + 8 en la pared trasera	Antracita + carbón bituminoso
Frontal	160	1	4 niveles verticales (4 quemadores por nivel)	Marginal + carbón bituminoso
Frontal	315	2	4 niveles verticales (4 quemadores por nivel)	Carbón bituminoso
Frontal	360	2	6 niveles verticales (4 quemadores por nivel)	Carbón bituminoso + lignito
Tangencial	560	2	6 niveles verticales (4 quemadores por nivel)	Carbón bituminoso

Tabla 4.8: Reducciones habituales de las emisiones de NO_x en centrales energéticas con carbón pulverizado que aplican esta tecnología de control

Tipo de caldera	Capacidad (MW _e)	Reducción de los NO _x (%)	NO _x (mg/Nm ³ , 6% O ₂)		Aumento de la eficiencia de la caldera (%)
			Nivel básico	Nivel mínimo registrado	
Arco	270 – 360	20 – 60	1.600 – 2.000	800	1,0 – 2,0
Tangencial	560	10 – 30	700 – 900	450	0,5 – 1,5
Frontal	160 – 360	>15	600 – 1.100	-(1)	0,4 – 1,2

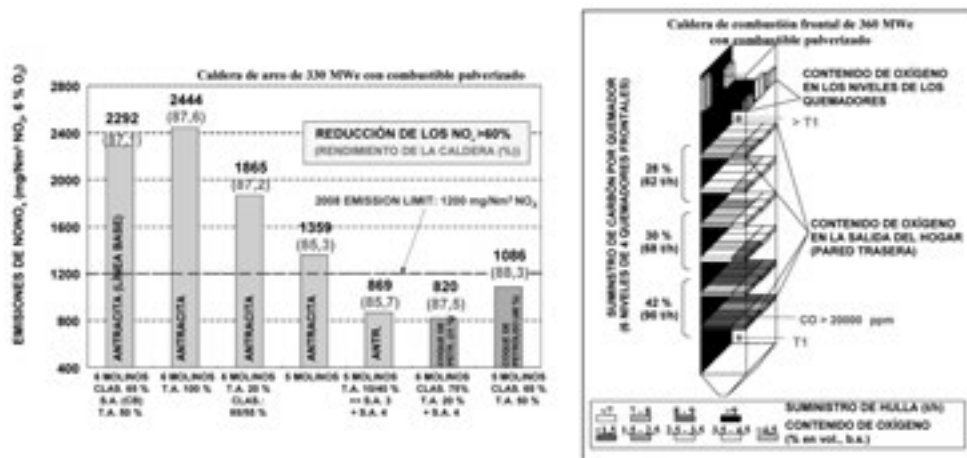
(1) Programa de optimización para la reducción de las emisiones de NO_x que se aplica actualmente

- el ajuste del tipo de llama (de acuerdo con un control adecuado de las entradas de aire y el funcionamiento de los molinos);
- la determinación del número óptimo de quemadores activos para cada carga operativa;
- la introducción de cantidades limitadas de fuelóleo en zonas específicas para la cocombustión.

Todos estos ajustes se llevaron a cabo para poder realizar un control adecuado de las condiciones de funcionamiento de cada quemador, según las mediciones de combustión de cada zona.

En la Figura 4.36 también se presentan los resultados obtenidos con una caldera de combustión frontal de 360 MW_e en la que se aplicó esta tecnología, respetando los contenidos de oxígeno en las zonas próximas a la pared trasera (correspondientes con cada final de llama). En este caso, se registraron unas diferencias sustanciales entre los niveles de oxígeno del final de cada llama (medidos a 1 m de la pared trasera de la caldera). Estas diferencias entre los quemadores de los niveles superiores e inferiores, confirmadas por las mediciones de CO, estaban relacionadas con los desequilibrios del suministro de combustible que se detectaron en esta caldera. Las mediciones en la salida del hogar también presentaban desequilibrios entre los niveles de oxígeno cerca de las paredes frontal y trasera, que podrían estar relacionados con las diferencias en el tipo de llama. Las mediciones de oxígeno a varias distancias de la pared trasera (a 1, 2 y 3 metros) también confirmaron la existencia de estos desequilibrios. Para controlar las condiciones de combustión, se modificaron los ajustes de la caldera teniendo en cuenta estos datos. En las calderas frontales, este tipo de medidas suelen com-

Figura 4.36: Resultados obtenidos en las calderas de arco (antracita) y de combustión frontal (carbón bituminoso + lignito) con carbón pulverizado



portar una mejora del 15% en la reducción de las emisiones de NO_x y un aumento del consumo específico de calor de la unidad de hasta un 1%.

Efectos cruzados: además de los beneficios ambientales mencionados anteriormente, esta tecnología de control avanzado de las condiciones de combustión ofrece las siguientes ventajas adicionales:

- aumento de la estabilidad de la llama;
- control de la formación de zonas altamente reductoras en el hogar y, por consiguiente, reducción de la formación de escorias y de la corrosión de las tuberías del hogar;
- reducción de las necesidades de atemperación del vapor;
- reducción de las emisiones de CO ;
- reducción del nivel de carbono en las cenizas;
- mejora de la calidad de las cenizas;
- reducción del consumo de energía auxiliar;
- mayor seguridad y flexibilidad operativas de la caldera.

Aspectos económicos: la aplicación de esta tecnología aporta beneficios económicos destacados, que provienen de:

- el aumento de la eficiencia de la caldera;
- el aumento del consumo específico de la unidad;
- la reducción de los costes de funcionamiento;
- la reducción de los costes de mantenimiento;
- la reducción de la no disponibilidad de la unidad y, por lo tanto, reducción de las pérdidas de generación de energía por cierre de la unidad;
- el aumento de la aplicación potencial de las calderas en otros sectores industriales, como la fabricación de cemento.

Actualmente, los costes de inversión de esta tecnología se sitúan en torno a los 300.000 – 700.000 euros, dependiendo de las características específicas de la unidad (capacidad, modelo, funcionamiento básico, etc.).

Motivo principal para su aplicación: además de reducir los costes de combustible, esta técnica permite controlar la formación de NO_x y optimizar el consumo específico y la formación de escorias gracias a los ajustes en la distribución del oxígeno y la temperatura en el hogar.

Bibliografía de referencia: [176, Cañadas et ál., 2001], [177, Rodríguez et ál., 2002], [178, ECSC, 2001].

4.2.2 Ejemplos de técnicas aplicadas para mejorar el rendimiento ambiental en grandes instalaciones de combustión existentes alimentadas con carbón y lignito

EJEMPLO: 4.2.2.1 CALDERA DE FONDO SECO ALIMENTADA CON CARBÓN PULVERIZADO MODERNIZADA MEDIANTE CONTROL PRIMARIO DE LOS NO_x Y DESULFURACIÓN Y REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE NO_x SECUNDARIAS

Descripción: la central de este ejemplo fue construida en Alemania en 1983 y, en 1999, presentaba una potencia térmica 1.820 MW, una producción de energía eléctrica bruta de 750 MW_e y una producción de energía eléctrica neta media de 675 MW_e. Además, entre los años 1983 y 1989, disponía de un lavador con caliza húmeda (con una eficiencia de eliminación >85%) y un sistema de RCS. El precipitador electrostático reduce las emisiones de partículas, con una eficiencia de separación de >99%. Por motivos económicos, la caldera se modernizó en 1997 para reducir la concentración de NO_x del gas sin depurar y aumentar la eficiencia eléctrica de la central.

Modernización de las medidas primarias de control de los NO_x

El motivo principal para aplicar estas medidas fue la reducción de los costes económicos derivada del menor consumo de amoníaco en el sistema de RCS, el aumento de la vida útil del catalizador, una menor necesidad de energía para el sistema de tiro inducido y un aumento de la eficiencia de la caldera debida a la reducción del exceso de aire. Gracias al sistema de RCS, esta central ya respetaba los valores límite de emisión de NO_x. La superposición de aire axial y radial en fases proporcionaba un alto contenido de O₂ y permitía mantener un nivel reducido de CO en las zonas próximas a la pared del hogar, factor que ofrecía una eficaz protección contra la corrosión. El uso de quemadores de baja emisión de NO_x (índice de exceso de aire \approx <1) y la zona de combustión completa en la parte superior de la caldera (índice de exceso de aire \approx >1) permitieron reducir el exceso de aire general de 1,3 a 1,25. En la Tabla 4.9 se muestran los cambios registrados en la central con la aplicación de estas medidas.

El ahorro de demanda energética fue de 2,53 MW_e, que comporta un aumento de 0,14 puntos porcentuales de la eficiencia eléctrica neta. Además, si se modificara el diseño de la superficie de calentamiento, se podría reducir el exceso de aire hasta 1,15, lo cual permitiría aumentar la eficiencia eléctrica neta 0,2 puntos porcentuales más. Esta solución no se aplicó por ser económicamente poco rentable. Los molinos de carbón antiguos no se modificaron. Si se utilizaran molinos nuevos, se podría reducir el contenido de combustible en las cenizas volantes.

Beneficios ambientales obtenidos: las modificaciones realizadas en la caldera redujeron el consumo de materiales auxiliares, como el amoníaco, y el consumo eléctrico y, por lo tanto, disminuyeron las emisiones de CO₂ por unidad de energía generada.

Tabla 4.9: Comparación de los datos relevantes sobre el funcionamiento de la central antes y después de aplicar las nuevas medidas primarias de control de NO_x

Parámetro	Unidades	Datos referentes al funcionamiento de la central antes de la modernización	Datos referentes al funcionamiento de la central después de la modernización
NO _x después de la caldera	mg/Nm ³ (6% de O ₂)	850	250 – 300
Emisiones de CO	mg/Nm ³ (6% de O ₂)	<10	<10
Combustible en las cenizas volantes	%	1 aprox.	2 – 3
Consumo de amoníaco	kg/h	600	<275
Actividad catalítica mínima	m/h	21	n.d.
Demanda energética del: • ventilador de aire fresco • sistema de tiro inducido • ventilador de desulfuración	kW kW kW	5.600 5.420 3.400	n.d.
Temperatura del gas de escape	°C	130	128 aprox.
Eficiencia de la caldera	%	92,53	>92,83
Inyección del recalentador	%	1,7	alrededor de 0,3

Aplicabilidad: las medidas de modernización aplicadas en este ejemplo se adaptaron a las necesidades de una central concreta pero, en general, se pueden utilizar con calderas de fondo seco cuyo índice de exceso de aire sea elevado. Sin embargo, los procesos de modernización de las calderas no se pueden estandarizar y es necesario planificar y realizar las modificaciones de acuerdo con cada caso en particular.

Efectos cruzados: los sistemas de depuración de los gases de combustión producen cenizas (precipitador electrostático), aguas residuales y yeso (desulfuración). Estos sistemas reducen la eficiencia eléctrica neta de la central.

Datos operativos: en 1999, esta instalación funcionó durante 5.855 horas y produjo 3.107,3 GWh de electricidad, con una eficiencia eléctrica del 37,1%. La central fue concebida para obtener una eficiencia eléctrica neta de 38,3%. A continuación se incluyen las emisiones a la atmósfera registradas en la central:

Las emisiones de polvo fugitivo proceden del almacenamiento y la manipulación del carbón. Las emisiones anuales estimadas fueron de 102 kg/año. Para reducir

Tabla 4.10: Medición de las emisiones a la atmósfera en 1999

	Niveles de emisión calculados con un 6% de O ₂	Emisiones específicas (g/MWhe)	Medición
Contenido de O ₂ (%)	7		Continua
Modo de funcionamiento	Carga máxima		
Caudal del gas de combustión (m ³ /h)	2.500.000		
Partículas (mg/Nm ³)	<10 ¹	37	Continua
SO ₂ (mg/Nm ³)	150 ¹	556	Continua
Porcentaje de emisiones de azufre (%)	10		Continua
NO _x (mg/Nm ³)	190 ¹	704	Continua
CO (mg/Nm ³)	12 ¹	44	Continua
HCl (mg/Nm ³)	<30		Individual
HF (mg/Nm ³)	<3		Individual

Notas:

1 valor medio anual con un 6% de O₂, equivalente a la media diaria con un funcionamiento normal

las emisiones, la estación de descarga de carbón se encapsuló y se instaló un sistema de transporte de carbón subterráneo.

Se utilizaron 1.081,5 kilotoneladas de carbón, procedente de dos minas alemanas, y 3.597 toneladas de fuelóleo pesado. Las características del carbón empleado para la combustión se incluyen en la Tabla 4.11.

El caudal de las aguas residuales de toda la central fue de 280 m³/h. Unos 80 m³/h procedían del tratamiento de condensación u otras fuentes del generador de vapor. Después de la neutralización y la sedimentación, estas aguas residuales se vertieron a un río, con una concentración media de impurezas que se muestra en la Tabla 4.12. El agua de la torre de refrigeración (160 m³/h) se vertió al medio sin aplicar ningún tratamiento. Después de la neutralización, precipitación, floculación, sedimentación, tratamiento biológico y filtración, las aguas residuales de la desulfuración (40 m³/h) se vertieron al río con la concentración media de impurezas que se muestra en la Tabla 4.12.

Tabla 4.11: Características medias del carbón

Poder calorífico mínimo (MJ/t)	26.500
Contenido de agua (%)	8
Contenido de azufre (%)	0,7 – 0,9
Contenido de cenizas (sac) (%)	7,5 – 10
Material volátil (sac) (%)	32 – 38
Nitrógeno (sac) (%)	0,9 – 1,6
Diámetro de los gránulos de combustible (mm)	0 – 20
Molturabilidad, Hardgrove (°H)	42 – 55
Cl (sac) (%)	<0,45

Tabla 4.12: Concentración de impurezas de las aguas residuales procedentes del tratamiento de condensación y otras fuentes del proceso de generación de vapor

	AOX	DQO	P _{total}	N _{total}	Cr	Cd	Cu	Pb	Ni
Concentración (mg/l)	<0,05	28,4	0,35	15	<0,005	<0,0005	0,17	<0,01	<0,01
Carga específica (g/MWhe)		4,26	0,11	2,25			0,026		
Modo estadístico		Me-diana	Me-diana	Me-diana			Me-diana		

Tabla 4.13: Concentración de impurezas de las aguas residuales procedentes del proceso de desulfuración

	Material filtrable	Sulfato	Sulfito	Fluoruro	Hg	Sulfuro	Cd	Ni
Concentración (mg/l)	25	900	<1	7	<0,005	<0,02	0,01	0,05
Carga específica (g/MWhe)	1,9	68		0,5				
Modo estadístico	Mediana	Me-diana		Me-diana			Me-diana	Me-diana

Los requisitos legales relativos al control del ruido dependen de la ubicación del receptor más cercano. En este caso, había una zona residencial a unos 300 m de la central. Para respetar las limitaciones de contaminación acústica, se utilizaron absorbentes acústicos, se encapsularon instalaciones individuales y se instalaron

pantallas acústicas alrededor de la torre de refrigeración y paneles elevados antirruido.

Aspectos económicos: la inversión total realizada en la central ascendió a 791 millones de euros, incluidos los sistemas de depuración del gas (1983 – 1989). Los PE supusieron una inversión de 39,5 millones de euros, mientras que la instalación de un nuevo sistema de desulfuración costó 111,2 millones de euros, y el nuevo sistema de RCS, 38 millones de euros. La modernización que se describe en este ejemplo para la aplicación de medidas primarias de reducción de los NO_x comportó una inversión de 6 millones de euros, y el control de las emisiones de polvo fugitivo (encapsulación de la estación de descarga del carbón y sistema de transporte de carbón subterráneo) representó una inversión de 12,5 millones de euros.

Motivo principal para su aplicación: el motivo principal para modernizar la caldera fue el aumento del rendimiento económico y la mayor eficiencia de la instalación. La desulfuración y el sistema de RCS se llevaron a cabo durante los años ochenta debido a los valores límite de emisión, que entraron en vigor en aquellos años.

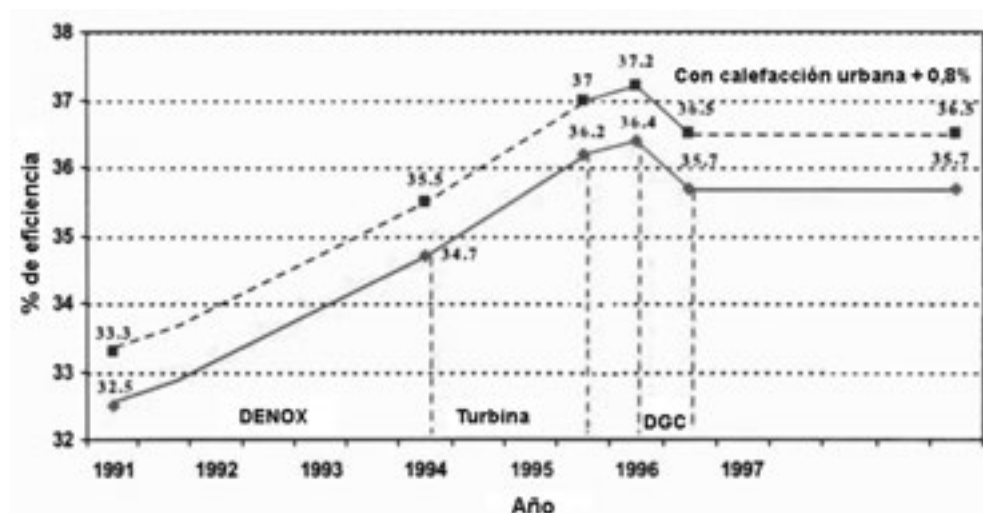
Bibliografía de referencia: [98, DFIU, 2001].

EJEMPLO 4.2.2.2 MODERNIZACIÓN DE UNA CALDERA DE FONDO SECO ALIMENTADA CON LIGNITO PULVERIZADO MEDIANTE CONTROL PRIMARIO DE LAS EMISIONES DE NO_x , DESULFURACIÓN SECUNDARIA Y UNA MEJORA DE LA EFICIENCIA

Descripción: la central que se utiliza como ejemplo está ubicada en Alemania y contiene seis unidades idénticas. La producción neta de electricidad es de $6 \times 465 \text{ MW}_e$, la producción bruta es de $6 \times 500 \text{ MW}_e$ y la central destina hasta $6 \times 58 \text{ MW}_{th}$ a los sistemas de calefacción urbana. El lignito se extrae de una mina a cielo abierto situada cerca de la central. El lignito triturado se introduce en la caldera de circulación forzada, con combustión tangencial y molinos húmedos de carbón, con un separador deflector de aire. Cada unidad está compuesta por dos calderas y una turbina de extracción de vapor. El gas de combustión se limpia y se libera a la atmósfera a través de la torre de refrigeración de tiro natural. Las calderas producen vapor a 176 bar y $535 \text{ }^\circ\text{C}$, parámetros que con el recalentamiento se convierten en 44,4 bar/ $540 \text{ }^\circ\text{C}$. La modernización de las unidades se llevó a cabo entre 1991 y 1995. Las medidas que se emprendieron en la central tenían por objeto reducir las emisiones a la atmósfera y aumentar la eficiencia.

Medidas para aumentar la eficiencia: la eficiencia eléctrica neta aumentó de un 32,5% a un 35,7%, en parte gracias al cambio de la unidad de baja presión de la turbina de vapor. El mayor aumento de eficiencia se produjo con la modernización de la caldera, cuyo objetivo prioritario era reducir las emisiones de NO_x .

Figura 4.37: Mejora de la eficiencia [92, VEAG, 2000]



Con la introducción de aire y combustible en fases, se consiguió una reducción del volumen del caudal de gas de combustión de 1,4 millones de m³/h a 1,15 millones de m³/h. Como consecuencia, la temperatura del gas de combustión descendió de 200 °C a 170 °C. Una pequeña parte del aumento de la eficiencia se obtuvo gracias a la renovación de nueve torres de refrigeración. Las medidas individuales y su efecto en la eficiencia de la central se muestran en la Figura 4.37. La mejora de la eficiencia supuso una reducción del CO₂ (gas de efecto invernadero) de 1.296.545 toneladas entre 1991 y 1996.

Medidas primarias para la reducción de las emisiones de NO_x: las emisiones de NO_x se redujeron a la mitad, hasta un nivel de <200 mg/Nm³, con la ayuda de las siguientes medidas:

- un mínimo del 80% del aire de combustión se introdujo en la caldera de manera controlada mediante un sistema de aire en fases. Para ello, fue necesario sellar la caldera para reducir la cantidad de aire de combustión descontrolado en un 65%;
- el factor de aire en los quemadores se redujo hasta $1 - 0,85$;
- se optimizó la repartición del combustible con la aplicación de un separador de escoria;
- se aplicó la recirculación del gas de combustión frío;
- se utilizó un sistema de combustión en fases;
- se aseguró la total conversión del CO con dos niveles de inyección de aire para una combustión completa.

Desulfuración: en las calderas se añadió una unidad de desulfuración húmeda del gas de combustión. Los tanques principales se construyeron con acero de alta

graduación. La concentración de SO₂ en el gas sin depurar alcanzó niveles de hasta 7.700 mg/Nm³, y no resultó necesario instalar un sistema de derivación para la DGC. El gas depurado se condujo a las torres de refrigeración a través de las tuberías realizadas con plástico reforzado con vidrio. Gracias a las emisiones a través de las torres de refrigeración el gas limpio no se tuvo que recalentar.

Control de partículas: los PE existentes se modernizaron y se alcanzaron eficiencias de separación de más del 99%. En la unidad de DGC se consiguió reducir todavía más las emisiones de partículas.

Beneficios ambientales obtenidos: el aumento de la eficiencia en 3,2 puntos porcentuales comportó una reducción del consumo de combustible y de las emisiones de CO₂ del 10%. El sistema de DGC húmeda permitió reducir la concentración de SO₂ en los gases de combustión de 4.000 – 5.000 mg/Nm³ a <200 mg/Nm³. Las medidas primarias de reducción de los NO_x resultaron especialmente relevantes, ya que no solo redujeron a la mitad las emisiones de NO_x, sino que aumentaron la eficiencia de la central en 2,2 puntos porcentuales.

Aplicabilidad: los PE y la DGC húmeda son medidas estándar de control de las emisiones en centrales energéticas que utilizan lignito como combustible. Normalmente, las medidas primarias de reducción de las emisiones de NO_x se pueden añadir a instalaciones existentes. Sin embargo, requieren una planificación mucho más específica que las medidas de final de línea. En principio, las medidas para aumentar la eficiencia de la central, como el aumento de la eficiencia de la caldera, la renovación de las turbinas y unos sistemas de refrigeración más eficientes, se pueden aplicar a otras instalaciones.

Efectos cruzados: la depuración de los gases de combustión produce cenizas volantes (PE), aguas residuales (DGC húmeda) y yeso (DGC húmeda). Estos sistemas reducen la eficiencia eléctrica neta de la central en 0,7 puntos porcentuales.

Datos operativos:

Tabla 4.14: Emisiones a la atmósfera calculadas en 1999

	Supervisión	Valores medios anuales de las unidades individuales con un 6% de O ₂	Valores medios anuales de toda la central con un 6% de O ₂	Emisiones específicas (g/MWhe,net)
Contenido de O ₂ (%)	Continua		5,4	
Caudal de gas de combustión (m ³ /h)	Continua		865.000	
Partículas (mg/Nm ³)	Continua	<20 (antes de la DGC)		
3 (después de la DGC)	3	0,91		

Tabla 4.14: Emisiones a la atmósfera calculadas en 1999 (continuación)

	Supervisión	Valores medios anuales de las unidades individuales con un 6% de O ₂	Valores medios anuales de toda la central con un 6% de O ₂	Emisiones específicas (g/MWhe,net)
SO ₂ (mg/Nm ³)	Continua	140 – 200	170	51,51
Proporción de emisiones de azufre (%)	Continua	2,7 – 5	3,8	-
NO _x (mg/Nm ³)	Continua	164 – 188	176	53,31
CO (mg/Nm ³)	Continua	164 – 200	182	55,15
HCl (mg/Nm ³)	Individual	<11	11)	0,30
HF (mg/Nm ³)	Individual	<11	11)	0,30

Notas:

1 Valor medio de las mediciones individuales

Se consumieron 24.693,4 kt de lignito (equivalentes a 1,13 kg/kWhe) y 7.482 t de fuelóleo ligero. Las características del lignito utilizado figuran en la Tabla 4.15.

Tabla 4.15: Características del lignito utilizado

	Valores medios del año de referencia	Límites de variación del lignito de la mina cercana a la central
Poder calorífico mínimo (MJ/t)	8.611	7.600 – 9.000
Contenido de agua (%)	55,3	48 – 56
Contenido de azufre (%)	0,93	0,5 – 1,4
Contenido de cenizas (%)	9,3	5,5 – 15,2

En la Tabla 4.16 se muestra el consumo de los materiales auxiliares más importantes.

Tabla 4.16: Consumo de los materiales auxiliares más importantes en 1999

Material auxiliar	Caliza	NaOH	HCl	NH ₄ OH	H ₂ SO ₄
Aplicación	DGC húmeda	Tratamiento del agua			
Consumo (t/año)	684.000	357	487	12	1.230
Consumo específico (g/MWhe)	31.400	16	22	0.6	56

Tabla 4.17: Concentraciones de impurezas en las aguas residuales después de pasar por la central de tratamiento

	AOX	DQO	P _{total}	N _{total}	Zn	Cr	Cd	Cu	Pb	Ni
Variación de los valores de concentración obtenidos con la medición (mg/l)	0,02 – 0,038	15 – 24	0,05 – 0,07	0,2 – 2,8	0,01 – 0,05	<0,1	<0,03	0,01 – 0,04	0,002 – 0,04	<0,01
Concentraciones medias anuales (mg/l)	0,03	19,2	0,06	1,7	0,04	<0,1	<0,03	0,03	0,02	<0,01
Carga específica (g/MWhe)	0,06	4,12	0,01	0,36	0,01			0,06	0,005	

Nota: aguas residuales tratadas procedentes del tratamiento del agua de reposición de la torre, el ablandamiento de las aguas, la generación de vapor y otras fuentes de menor importancia. Los datos son relativos a 1999. Valores medios 516 m³/h

Tabla 4.18: Residuos generados en 1999

	Cenizas de fondo	Cenizas volantes	Yeso de DGC
Cantidad (t/año)	491.000	1.815.000	1.210.200
Cantidad específica (kg/MWhe)	0,022	0,083	0,055
Uso/eliminación	Industria del cemento; arquitectura paisajística (refuerzo de terraplenes)	Refuerzo de terraplenes para depósitos de yeso y arquitectura paisajística; material para la industria del cemento y de la construcción	Industria del yeso; en parte, almacenado para su uso a largo plazo en minas de lignito agotadas

La demanda de agua para toda la central con una carga máxima alcanzó los 11.000 m³/h. Las torres de refrigeración evaporaron 5.800 m³/h, y 7.580 m³/h de agua del sistema de refrigeración se vertieron al río. El flujo total de las aguas residuales fue de 1.087 m³/h. Una parte de este flujo (516 m³/h) provenía del tratamiento de las aguas de reposición de la torre de refrigeración, el ablandamiento de las aguas, la generación de vapor y otras fuentes de menor importancia. Estas aguas residuales se trataron mediante precipitación, floculación y sedimentación o bien se transfirieron a una planta depuradora externa.

Aspectos económicos: la inversión total de la modernización de esta central ascendió a 1.759 millones de euros (1996). Por lo tanto, la inversión específica fue de 643 euros por kWhe. La Tabla 4.19 muestra las inversiones realizadas para cada una de las medidas aplicadas.

Tabla 4.19: Inversiones para la renovación de la central

Mejoras	Costes (millones de euros)
Instalaciones de DGC húmeda	1.154
Reducción de los NO _x	176
Renovación de 24 PE	12,3
Saneamiento de 9 torres de refrigeración	115
Modernización de las turbinas	85
Renovación de la tecnología de instrumentación y control	267

Motivo principal para su aplicación: el motivo principal para modernizar los PE y aplicar medidas de DGC húmeda y medidas primarias de reducción de los NO_x fue la reducción de los valores límite de emisión, que entró en vigor en 1996. Si no se hubieran aplicado estas medidas, la central habría tenido que cerrar.

La modernización de la caldera se realizó debido a la obligación de reducir las emisiones de NO_x, aunque también fue motivada por el considerable aumento de la eficiencia y la consiguiente mejora del rendimiento económico de la central. La mejora de la eficiencia se realizó principalmente por motivos económicos.

Bibliografía de referencia: [98, DFIU, 2001], [92, VEAG, 2000].

4.2.3 Ejemplos de técnicas aplicadas a grandes instalaciones de combustión nuevas alimentadas con carbón y lignito

EJEMPLO 4.2.3.1 CENTRAL DE COGENERACIÓN DE CICLO COMBINADO CON UNA CALDERA DE FONDO SECO ALIMENTADA CON CARBÓN PULVERIZADO CON UN SISTEMA DE DEPURACIÓN DEL GAS DE COMBUSTIÓN

Descripción: la caldera alimentada con carbón funciona junto con un ciclo combinado con una turbina de gas mediante el cual la caldera que produce calor residual forma parte del ciclo de vapor de la caldera alimentada con carbón. Este funcionamiento combinado permite obtener unos elevados valores de energía y una alta eficiencia con distintos niveles de carga, como se muestra en la Tabla 4.20.

El carbón, que procede del mercado internacional, se tritura en seis molinos de carbón antes de su combustión en 12 quemadores en combinación por fases. La caldera de paso único (tipo Benson) dispone de tres niveles de quemadores. Después de la limpieza del gas de combustión, éste se libera a la atmósfera a través

Figura 4.38: Caldera alimentada con carbón que funciona junto con un ciclo combinado con una turbina de gas [140, NWS, 2000]

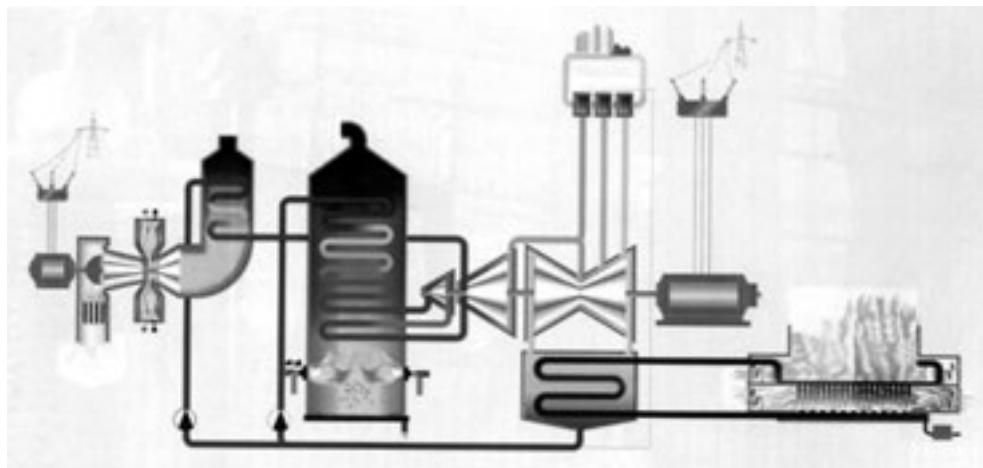


Tabla 4.20: Datos del rendimiento con diferentes modos de funcionamiento [140, NWS, 2000]

Modo de funcionamiento	Sólo electricidad		Cogeneración de calor y electricidad			
	Pe (MW)	$\eta_{e,net}$ (%)	Pe (MW)	$\eta_{e,net}$ (%)	Pcalor (MW)	Factor de eficiencia global (%)
Funcionamiento combinado	397	44	355	38	280	70
Sólo la caldera	302	41,2	246	34,7	280	72
Sólo la turbina de gas	65	36	63	35	87	83

de una chimenea de 250 m de altura construida con hormigón reforzado y un revestimiento interior resistente al ácido. El vapor de la turbina alcanza una presión de 284 bar y una temperatura de 545 °C, con 61 bar/569 °C después del recalentamiento. La torre de refrigeración híbrida húmeda-seca, de 42 m de altura, emite hasta 420 MW de calor. La turbina de gas posee una potencia térmica nominal de 184 MW y está equipada con 24 quemadores híbridos situados en una cámara de combustión anular. El gas de la turbina se encuentra a 17 bar y 1.160 °C. El gas de escape (560 °C) se utiliza para producir vapor en la caldera de doble paso tipo Benson (64 bar/540 °C). El gas de combustión frío se emite a la atmósfera sin sufrir ningún otro proceso de depuración.

Medidas para optimizar el rendimiento: con la medidas que se incluyen a continuación, se consiguió una eficiencia eléctrica neta del 44% y un factor de eficiencia global del 70% en funcionamiento combinado:

- funcionamiento combinado con turbina de gas: con carga máxima, la eficiencia neta aumenta 2,8 puntos porcentuales respecto al rendimiento de una caldera individual. Comparado con la conexión de una caldera alimentada con carbón con una turbina de gas por el lado del gas de escape (el gas de combustión caliente de la turbina de gas se utiliza como aire de combustión en la caldera alimentada con carbón), el proceso que se presenta en este ejemplo puede proporcionar un alto nivel de eficiencia incluso en condiciones de carga parcial. La eficiencia neta máxima se consigue con un 50% de carga, aunque, con sólo un 25% de carga, se puede obtener una eficiencia del 40%;
- funcionamiento con vapor de la turbina en condiciones de presión y temperatura elevadas;
- optimización de la técnica de la turbina de vapor;
- reducción de las necesidades de energía auxiliar (por ejemplo, utilizando un equipo de desulfuración eficiente y un sistema de tiro inducido);
- calentamiento del agua de alimentación regenerativa (274 °C);
- alta eficiencia de la caldera (94,4%);
- optimización del condensador;
- turbina de gas de gran eficiencia (36% de eficiencia neta).

La torre de refrigeración híbrida húmeda-seca se instaló para evitar la aparición de penacho en la zona residencial situada cerca de la central. La demanda de electricidad del sistema de ventilación asciende a 3 MW_e.

Medidas para reducir las emisiones de NO_x: si se utilizan quemadores con baja emisión de NO_x, se puede rebajar la concentración de NO_x del gas sin depurar procedente de una caldera alimentada con carbón hasta 350 mg/Nm³. A continuación, el sistema de RCS, situado en la zona de mayor contenido de polvo, permite reducir el contenido de NO_x hasta el nivel legalmente permitido de 130 mg/Nm³ (con un 6% de O₂). Este sistema está integrado por dos unidades con un volumen combinado de 250 m³. El consumo de amoníaco puede llegar a los 100 kg/h.

Desulfuración: los lavadores con caliza húmeda ofrecen una eficiencia de eliminación del 96% – 98,5%, y están fabricados en acero inoxidable especial laminado en ST 37 como material base. Los conductos y tuberías están fabricados con resina epoxi. El consumo energético del sistema es de 3.4 MW_e. El filtro de vacío deshidrata el yeso hasta alcanzar un contenido de agua del 10%.

Eliminación de partículas: el contenido de polvo se elimina en un 99,92% mediante cuatro hileras de PE, que ocupan una área total de 61.400 m².

Beneficios ambientales obtenidos: la aplicación de esta técnica combinada permite obtener una alta eficiencia con distintos niveles de carga y diferentes modos operativos. Con las medidas primarias y secundarias, se consigue un bajo nivel de emisiones a la atmósfera. La reutilización de las aguas residuales, que provienen del tratamiento de agua y cenizas y del tratamiento de desulfuración y se emplean en el proceso de refrigeración, reduce el consumo de agua. La torre de refrigeración híbrida húmeda-seca casi no produce nubes y evapora en torno a un 20% menos de agua que una torre de refrigeración de tiro natural.

Aplicabilidad: con el tipo de central que se describe en este ejemplo, los requisitos de un emplazamiento potencial son: demanda de calefacción urbana, suficientes recursos acuáticos y disponibilidad de instalaciones de transporte para el carbón. La decisión de modernizar una caldera antigua alimentada con carbón con una turbina de gas dependerá de las condiciones específicas de la central.

Efectos cruzados: el catalizador de la central de RCS se debe sustituir periódicamente. El funcionamiento del sistema de desulfuración reduce la eficiencia eléctrica neta en 0,38 puntos porcentuales, mientras que la torre de refrigeración reduce dicha eficiencia 0,33 puntos porcentuales más que una torre de refrigeración de tiro natural.

Datos operativos: en 1999, se generaron 1.100 GWh de electricidad neta y 286 GWh de calor residual para calefacción urbana. En total, las horas equivalentes al funcionamiento a carga máxima fueron 3.860. En la Tabla 4.21 figuran las emisiones a la atmósfera de la caldera alimentada con carbón y de la turbina de gas registradas en 1999.

En 1999, se emplearon unas 360.000 toneladas de carbón de distintas zonas del planeta. Además, se utilizó 1 millón de Nm³ de gas natural y 1.800 toneladas de fuelóleo ligero. El consumo de los materiales auxiliares más relevantes se muestra en la Tabla 4.22.

El consumo de agua de la torre de refrigeración fue de 540 m³/h. De esta cantidad, un 37% se vertió a un río cerca de la central y el resto se evaporó. Estos efluentes contenían distintas impurezas, como DQO (demanda química de oxígeno) (20 mg/l), fósforo (0,2 mg/l) y nitrógeno (23 mg/l). Las cifras que aparecen entre paréntesis son los valores medios registrados en 1999. A las aguas residuales procedentes de la central de desulfuración se les aplicó un tratamiento de floculación y sedimentación en una central distinta. Un 50% de estas aguas se utilizó posteriormente como agua de refrigeración, mientras que el 50% restante se vertió al río. La concentración de impurezas de estas aguas residuales figura en la Tabla 4.23.

Tabla 4.21: Niveles de emisión registrados en 1999

	Caldera con carbón		Turbina de gas
	Nivel de emisiones registrado	Emisiones específicas (g/MWhe)	Nivel de emisiones registrado
Contenido de O ₂ (%)	5,9		15
Condiciones de funcionamiento	Potencia térmica nominal de 700 MW _{th} (funcionamiento combinado)	Potencia térmica nominal de 180 MW _{th} (funcionamiento individual y combinado)	
Caudal del gas de combustión (m ³ /h)	900.0001		550.000
Partículas (mg/Nm ³)	51	13,47	
SO ₂ (mg/Nm ³)	201	56,89	
NO _x (mg/Nm ³)	901	254,49	703
CO (mg/Nm ³)	161	44,91	203
HCl (mg/Nm ³)	22	5,99	
HF (mg/Nm ³)	0,22	0,60	

Notas:

1. mediciones continuas, valor medio anual con un 6% de O₂
2. valor medio de las mediciones individuales
3. mediciones continuas, valor medio diario con un 15% de O₂

Tabla 4.22: Consumo de los materiales auxiliares más relevantes en 1999

Material auxiliar	Aplicación	Consumo (t/año)	Consumo específico (g/MWhe)
Cal	Desulfuración	470	430
Caliza molida		9.000	8.200
NaOH	Tratamiento de las aguas residuales	120	110
HCl		230	210
H ₂ SO ₄		50	46
FeCl		520	476
NH ₃		890	815

Tabla 4.23: Concentraciones de contaminantes en las aguas residuales de la central de desulfuración después del tratamiento

	Valor medio de 2 o 3 mediciones (mg/l)	Carga específica (g/MWhe)
Cloro	40.000	1,20E+03
DQO	<150	4,49E+00
Cinc	<1	2,99E-02
Cromo	<0,5	1,50E-02
Cadmio	<0,05	1,50E-03
Cobre	<0,5	1,50E-02
Plomo	<0,1	2,99E-03
Níquel	<0,5	1,50E-02
Material filtrable	17	5,09E-01
Sulfato	1.542	7,61E+01
Sulfito	2	5,99E-02
Fluoruro	8	2,40E-01
Mercurio	0,007	2,10E-04
Sulfuro	0,07	2,10E-03

Nota: mediciones realizadas en 1998/1999

Tabla 4.24: Residuos generados en 1999

	Cenizas (calidad normalizada)	Arena de caldera	Lodos de cal del tratamiento de las aguas de reposición de la torre de refrigeración	Yeso de la DGC finalmente molido
Cantidad (t/año)	21.000	3.100	2.500	14.000
Cantidad específica (kg/MWhe)	19,0	2,8	2,3	12,7
Utilización/eliminación	Fabricación de cemento y hormigón	Fabricación de materiales de construcción	Fabricación de cemento, fertilizante	Fabricación de yeso y cemento

Los requisitos legales para el control de la contaminación acústica dependen de la ubicación del receptor más cercano, en este caso, una zona residencial situada a 400 m de la central. Para cumplir estos requisitos, se instalaron silenciadores en las tuberías de escape, pantallas acústicas alrededor de la torre de refrigeración y paneles en la fachada.

Aspectos económicos: el coste total de la inversión ascendió a 615 millones de euros en el momento de la construcción, que representa una inversión específica de 1.549 euros por kW_e.

Motivo principal para su aplicación: el motivo inicial para construir esta central fue la necesidad de sustituir tres calderas antiguas alimentadas con carbón. Estas tres calderas fueron instaladas en los años cincuenta y sesenta y ofrecían una gran flexibilidad de funcionamiento. La razón fundamental de aplicar una técnica combinada fue la posibilidad de mantener este elevado nivel de flexibilidad que, además, ofrecía ventajas adicionales, como una elevada eficiencia con cargas parciales y un reducido tiempo de puesta en marcha y cierre. La central existente ya disponía de una torre de refrigeración híbrida húmeda-seca, que permitía satisfacer los requisitos de la instalación. Por lo tanto, para evitar la aparición de penacho, se utilizó la misma torre en la nueva central. Los valores límite para las emisiones a la atmósfera, relativamente bajos, se establecieron a causa del entorno natural de la central, que se encontraba en un valle.

Bibliografía de referencia: [98, DFIU, 2001], [140, NWS, 2000], [179, Lehmann et ál., 2000].

EJEMPLO 4.2.3.2 CALDERA DE FONDO SECO ALIMENTADA CON CARBÓN PULVERIZADO CON DGC HÚMEDA Y RCS

Descripción: la central energética que se utiliza como ejemplo se construyó en 1994 en Alemania y posee una potencia térmica nominal de 1.370 MW. El valor máximo de generación de energía bruta es de 553 MW_e, con un máximo de 508 MW_e de electricidad neta y 300 MW de energía térmica. La eficiencia neta de electricidad alcanza un 42,5%. El carbón, procedente del mercado internacional, se tritura en cuatro molinos de carbón antes de su combustión en 16 quemadores turbulentos por fases. Los quemadores están situados en cuatro niveles distintos. Una vez depurado, el gas de combustión se libera a la atmósfera a través de una torre de refrigeración de 141,5 m de altura. Los parámetros del vapor de la turbina son 262 bar/545 °C y 53 bar/562 °C después del recalentamiento.

Medidas para optimizar la eficiencia:

- parámetros del vapor elevados;
- turbinas optimizadas;
- las instalaciones principales están construidas en una sola hilera.

Medidas primarias y secundarias para reducir las emisiones de NO_x:

- los quemadores de baja emisión de NO_x permiten alcanzar concentraciones de NO_x <500 mg/Nm³ en el gas sin depurar;
- la instalación de un sistema de RCS con tres capas de catalizador en la zona de mayor contenido de polvo.

Desulfuración:

- DGC húmeda con creta como absorbente; sin recalentamiento; eficiencia de reducción >95%.

Control de partículas:

- PE con una eficiencia de eliminación >99%.

Beneficios ambientales obtenidos: gracias a la elevada eficiencia eléctrica neta, se consiguen recortar costes en el consumo de recursos (carbón) y, al mismo tiempo, reducir las emisiones específicas de CO₂. Con la aplicación de medidas primarias y secundarias, disminuyen las emisiones a la atmósfera.

Aplicabilidad: con el tipo de central que se describe en este ejemplo, los requisitos de un emplazamiento potencial son: demanda de calefacción urbana, suficientes recursos acuáticos y disponibilidad de instalaciones de transporte para el carbón.

Efectos cruzados: los residuos que se producen con la depuración del gas de combustión son los siguientes:

- cenizas volantes (PE);
- aguas residuales y yeso, procedentes de la central de desulfuración;
- el catalizador del sistema de RCS se debe sustituir periódicamente;
- el funcionamiento de la unidad de desulfuración reduce la eficiencia eléctrica neta.

Datos operativos: en 1999, la central funcionó durante 5.782 horas y generó 2.481,3 GWh_e de electricidad neta y 168,8 GWh de energía térmica para calefacción urbana. La eficiencia eléctrica neta media fue de 40,4% y la eficiencia global media, de 44,26%. En la Tabla 4.25 se incluyen las emisiones a la atmósfera de la caldera alimentada con carbón y la turbina de gas registradas en 1999.

En 1999, se utilizaron unas 782 kilotoneladas de carbón procedente del mercado internacional y 4.170 toneladas de fuelóleo pesado. El consumo de los materiales auxiliares más relevantes se incluye en la Tabla 4.26.

El sistema de refrigeración recibe agua del mar Báltico sin desmineralizar. Para evitar la corrosión, las tuberías del sistema de refrigeración están hechas totalmente de titanio. El agua viscosa de refrigeración se vierte de nuevo al mar Báltico, con un caudal de 950 m³/h a carga máxima. Las concentraciones de impurezas de este efluente se muestran en la siguiente tabla.

La demanda de agua del sistema de DGC húmeda se satisface con una mezcla de agua de mar y agua superficial. El tratamiento de los efluentes de la DGC produce

Tabla 4.25: Niveles de emisión registrados en 1999

	Nivel de emisión registrado (valor medio de media hora de funcionamiento con un 6% de O ₂)	Emisiones específicas (g/MWhe)	Medición
Contenido de O ₂ (%)	4		
Modo operativo	Carga máxima		
Caudal del gas de combustión (m ³ /h)	1.580.000		
Partículas (mg/Nm ³)	3	9,11	Continua
SO ₂ (mg/Nm ³)	52	158,38	Continua
NO _x (mg/Nm ³)	167	483	Continua
CO (mg/Nm ³)	23	66,49	Continua
HCl (mg/Nm ³)	<1,73		Individual
HF (mg/Nm ³)	<0,2		Individual

Tabla 4.26: Consumo de los materiales auxiliares más relevantes en 1999

Material auxiliar	Aplicación	Consumo (t/año)	Consumo específico (g/MWhe)
Creta Cal blanca fina	DGC	16.139 588	6.500 237
H ₂ SO ₄	Tratamiento de agua	603	244
FeCl ₃		396	159
NH ₃	RCS	605	244

Tabla 4.27: Concentraciones de impurezas del efluente del sistema de refrigeración

	Concentración media (mg/l)	Carga media específica (g/MWhe)
Cl	0,3	0,56
AOX	0,117	0,22
DQO	35	65,5
P _{total}	0,191	0,36
N _{total}	0,47	0,88

Nota: valores registrados en 1999

Tabla 4.28: Concentraciones de impurezas en las aguas residuales procedentes de la central de desulfuración después del tratamiento

	Valores medios de concentración (mg/l)	Cargas específicas medias (g/MWhe)
AOX	0,0383	0,002
DQO	71	3,57
Cinc	<1	0,05
N _{total}	<10	0,5
Cr	<0,01	
Cd	<0,01	
Cu	<0,01	
Pb	<0,1	0,005
Ni	<0,02	
Material filtrable	<30	1,5
Sulfato	<2.000	100,7
Sulfito	<20	1,00
Fluoruro	<30	1,5
Mercurio	<0,001	
Sulfuro	<0,2	0,1

Nota: valores registrados en 1999

Tabla 4.29: Residuos generados en 1999

	Cantidad (t/año)	Cantidad específica (kg/MWhe)	Reutilización y eliminación
Cenizas de fondo	14.150	6	Fabricación de material de construcción
Cenizas volantes	81.350	30	Fabricación de material de construcción
Yeso de la DGC	26.300	10	Fabricación de material de construcción
Yeso	2.020	0,8	Recubrimiento de vertederos
Lodos del tratamiento de las aguas de reposición de la torre de refrigeración	733	0,3	Recubrimiento de vertederos

un caudal de aguas residuales de 70 m³/h, que también se vierten al mar. Las concentraciones de impurezas de las aguas residuales de la unidad de desulfuración después del tratamiento se incluyen en la tabla 4.28..

Los requisitos legales para el control de la contaminación acústica dependen de la ubicación del receptor más cercano, en este caso, una zona residencial situada a 820 m de la central. Para cumplir estos requisitos, se instalaron silenciadores en las tuberías de escape y pantallas acústicas alrededor de la torre de refrigeración, se realizaron encapsulaciones y se evitaron los cambios periódicos de determinadas fuerzas y presiones.

Aspectos económicos: el importe total de la inversión ascendió a 615 millones de euros en el momento de la construcción de la central. La inversión específica que se deriva de esta cantidad es de 1.118 euros por kWe.

Motivo principal para su aplicación: los PE, la unidad de DGC húmeda, las medidas primarias de control de los NO_x y el sistema de RCS se instalaron para respetar los valores límite de emisión. La eficiencia se optimizó, fundamentalmente, por motivos económicos.

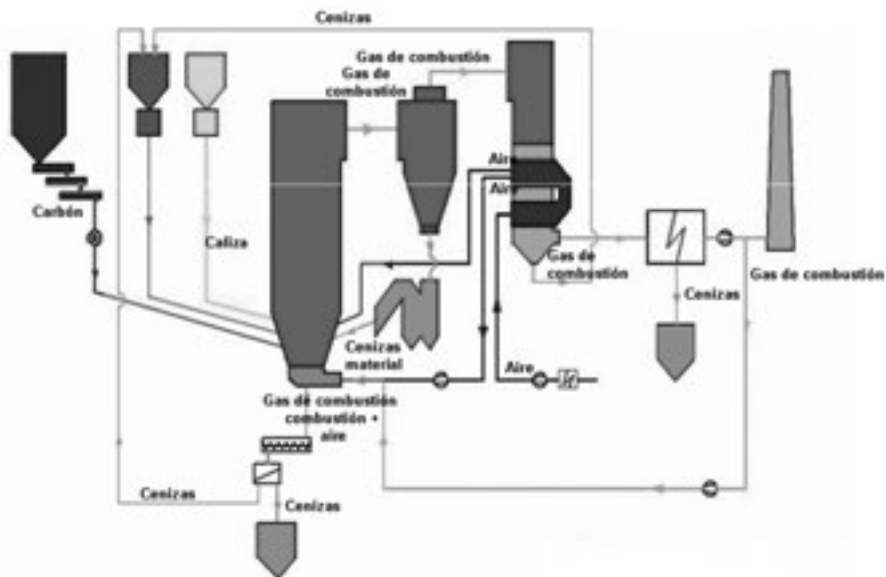
Bibliografía de referencia: [98, DFIU, 2001].

EJEMPLO 4.2.3.2 CALDERA CON LECHO FLUIDIZADO CIRCULANTE PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EN CENTRALES ELECTROTÉRMICAS E INDUSTRIALES

Descripción: los requisitos ecológicos que se imponen al sector de la generación de energía son cada vez más rigurosos y obligan a fabricantes y operadores de calderas (tanto en el sector de los servicios públicos como en el sector industrial) a aplicar soluciones respetuosas con el medio ambiente en los procesos de combustión de combustible sólido. Desde este punto de vista, las calderas con lecho fluidizado circulante representan un modelo ejemplar para la generación de energía y el control de la contaminación. El éxito de estas calderas reside, fundamentalmente, en su capacidad de cumplir unos requisitos ecológicos especialmente rigurosos respecto a las emisiones de SO₂ y NO_x sin la necesidad de emplear un equipo de reducción de emisiones adicional. Además, los hogares fluidizados se pueden alimentar con una amplia gama de combustibles con un poder calorífico reducido y un alto contenido de cenizas.

Beneficios ambientales obtenidos: el SO₂ que se genera durante la combustión en hogares fluidizados se puede capturar eficazmente si se añade un sorbente de caliza. La cantidad de caliza dependerá de su calidad. A ser posible, la caliza debería ser amorfa, reactiva y contener más de un 90% de CaCO₃. Las cenizas que contienen azufre producen un subproducto seco y comercializable.

Figura 4.39: Caldera de combustión industrial en lecho fluidizado circulante



La baja temperatura del proceso de combustión (casi la mitad de la temperatura de una caldera convencional) y el suministro gradual de aire permiten reducir considerablemente la cantidad de NO_x que se forman a partir del nitrógeno del aire y el combustible.

Aplicabilidad: los hogares con lecho fluidizado circulante son especialmente apropiados para calderas medias y grandes.

Efectos cruzados: este tipo de combustión suele acarrear problemas de erosión y corrosión, debido, sobre todo, a la gran cantidad de material inerte continuamente en circulación y la atmósfera reductora dentro de las tolvas de la cámara de combustión.

Datos operativos: el SO_2 que se libera durante el proceso de combustión se captura con la caliza añadida. La eficiencia de desulfuración depende de factores como la temperatura del hogar, el contenido de azufre del combustible, la calidad de la caliza y la distribución del tamaño de las partículas de combustible.

La temperatura del proceso de combustión ($850 - 870 \text{ }^\circ\text{C}$) es inferior a la temperatura con la cual se forman los contaminantes de nitrógeno durante la combustión y, por lo tanto, las emisiones de NO_x térmicos que se producen a partir del nitrógeno del aire son limitadas.

El suministro gradual de aire en la tolva de la cámara de combustión reduce la cantidad de NO_x que se genera a partir del nitrógeno del combustible.

Tabla 4.30: Comparación de los niveles de emisión de contaminantes registrados y garantizados por el fabricante en tres calderas de lecho fluidizado alimentadas con carbón en funcionamiento en Polonia

Contaminante	Central A (mg/Nm ³)		Central B (mg/Nm ³)		Central C (mg/Nm ³)	
	Registrado	Garantizado	Registrado	Garantizado	Registrado	Garantizado
SO ₂	121 – 141	300	80 – 168	200	290 – 320	400
NO _x	176 – 181	250	162 – 171	200	85 – 154	300
CO	81,1 – 84	250	84 – 96	250	105 – 224	250
Cenizas	28	50	26	50	15 – 23	50

En comparación con las calderas alimentadas con lignito, las calderas que utilizan carbón suelen presentar unos niveles de emisión de CO más elevados. La combustión de carbón puede incrementar el contenido de CO en el sistema si se produce una reducción considerable de la frecuencia de los sopladores de hollín en las superficies de calefacción situadas después del ciclón.

En la Tabla 4.30 se incluye una comparación entre las emisiones obtenidas y los valores de emisión de contaminantes «garantizados» por el fabricante relativos a tres calderas de lecho fluidizado alimentadas con carbón en funcionamiento en Polonia (centrales A, B y C). Las mediciones se realizaron con un 6% de O₂ y gas de combustión seco.

Rentabilidad: comparado con una caldera alimentada con combustible pulverizado de la misma capacidad (con quemadores de baja emisión y una central de desulfuración del gas de combustión externa) y con los mismos beneficios ecológicos, las calderas de combustión en lecho fluidizado circulante comportan unos menores costes de inversión. Además, estas calderas requieren menos espacio, por lo que resultan especialmente adecuadas para la modernización de centrales existentes.

Las calderas con lecho fluidizado circulante representan una alternativa más eficiente y menos costosa a los métodos de control de emisiones convencionales. Estos métodos de control se suelen construir en instalaciones que se añaden a la central y, por lo tanto, aumentan el gasto y la complejidad de la instalación y reducen la eficiencia. Sin embargo, la tecnología de las calderas con lecho fluidizado circulante consiste en una mejora de todo el sistema, que produce una menor cantidad de emisiones y que, al mismo tiempo, permite aumentar en gran medida la eficiencia de la central.

Motivo principal para su aplicación: hasta hace poco, las mejoras de los procesos de combustión de carbón se centraban en aumentar la eficiencia y la capa-

cidad de los sistemas. Sin embargo, hoy en día el rendimiento ecológico de las instalaciones se ha convertido en un requisito indispensable a la hora de concebir una central energética y, por este motivo, las calderas de combustión en lecho fluidizado circulante se consideran más eficientes y económicas que las tecnologías de combustión de carbón convencionales.

Las calderas con lecho fluidizado circulante respetan los estándares de emisión de SO_2 y NO_x sin la necesidad de emplear equipos de control de la contaminación adicionales. Este factor, junto con los bajos costes de inversión, el espacio relativamente reducido que requieren y las posibilidades de utilizar combustible sólido más económico y de calidad inferior son algunas de las muchas ventajas que garantizan el futuro desarrollo de esta tecnología de combustión.

Bibliografía de referencia: [195, Poland, 2001].

4.3 Niveles actuales de consumo y emisión

Este apartado proporciona información sobre los niveles de emisiones a la atmósfera, el agua y el suelo que se registran actualmente en las grandes instalaciones de combustión. Los datos que se incluyen son relativos a los combustibles utilizados en este sector, sus propiedades químicas y físicas y las distintas impurezas que suelen estar presentes. La información, en caso de que esté disponible, hace referencia a la eficiencia y a los residuos y subproductos que se obtienen con las distintas operaciones que se realizan en las grandes instalaciones de combustión, así como a las opciones de reciclaje y reutilización de los efluentes dentro del proceso en conjunto.

El grado de complejidad de los distintos medios combinados se indicará cuando exista una interdependencia entre varios aportes y producciones de energía, por ejemplo, cuando se traten conjuntamente diversos parámetros o bien cuando se realice una compensación para que determinados niveles no se puedan alcanzar al mismo tiempo.

La información sobre el rendimiento se complementará, en la medida de lo posible, con detalles sobre las condiciones de funcionamiento (por ejemplo, el porcentaje de capacidad máxima), muestreos y métodos analíticos, y la presentación estadística de cifras (por ejemplo, medias, máximos o variaciones). Además, la información sobre el rendimiento real se puede comparar con los estándares pertinentes establecidos por la legislación nacional o internacional.

Los datos relativos a las emisiones que se incluyen en este documento son, normalmente, la media de los valores registrados durante una hora o durante un día, o bien la concentración de emisiones por unidad de energía generada. La dilución de los gases o de las aguas residuales no se considera una medida aceptable

para reducir el nivel de contaminantes. Habitualmente, las emisiones al agua registradas se basan en una muestra aleatoria cualificada o en una muestra representativa media de 24 horas. Para ello se utilizan unas condiciones estándares de 273 K y 101,3 kPa, un contenido de oxígeno específico y gases secos.

4.3.1 Carbón y lignito utilizados en grandes instalaciones de combustión

Actualmente, el carbón y el lignito son los combustibles sólidos que más se emplean en las grandes instalaciones de combustión de la UE. Los yacimientos de carbón se formaron debido a complejas reacciones bioquímicas anaeróbicas por efecto de la temperatura, la presión y el tiempo, que tuvieron lugar en los detritos orgánicos subterráneos estratificados, y que supusieron un aumento del contenido de carbono e hidrocarburo del material original. Las propiedades químicas del carbón dependen de las propiedades de los distintos componentes químicos presentes en los detritos vegetales primitivos, la naturaleza y el grado de los cambios experimentados y la naturaleza y la cantidad de materia inorgánica presente.

El primer producto del proceso de carbonización, y el menos evolucionado, es la turba, mientras que el producto con un mayor grado de carbonización es la antracita. El grado de modificación de la composición química del carbón, dentro de los distintos combustibles fósiles, desde la turba a la antracita, se conoce como grado de carbonización y corresponde al aumento en energía equivalente del carbón (poder calorífico). La clasificación de carbones según el grado de carbonización se basa en las propiedades del carbón, obtenidas mediante un análisis químico, y en determinados factores, como el carácter aglomerativo.

- **análisis inmediato:** proporciona información sobre el comportamiento del carbón durante el calentamiento (humedad, material volátil, carbono fijado, etc.);
- **análisis elemental:** proporciona información que permite seleccionar el carbón más adecuado para la generación de vapor (total de carbono, hidrógeno, nitrógeno, oxígeno, poder calorífico, temperatura de fusión de las cenizas, molturabilidad y contenido de azufre).

Existen tres sistemas principales de clasificación del carbón basados en el análisis inmediato:

- el sistema de clasificación ASTM, creado en EE. UU.;
- el sistema de clasificación FRB/NCB, creado en el Reino Unido;
- el «Sistema de Codificación Internacional» para carbones de grado de carbonización medio y alto el «Sistema de Codificación Internacional» para carbones de grado de carbonización bajo, creado por la NU CEPE (UNECE en inglés).

Según la clasificación ASTM, existen cuatro clases de carbón, que se diferencian por el carbono fijado y el material volátil (carbón seco sin materia mineral) y el poder calorífico (carbón húmedo sin materia mineral):

- antracita;
- bituminoso;
- subbituminoso;
- lignito.

De acuerdo con el sistema de clasificación FRB/NCB, y según el material volátil (carbón seco sin materia mineral) y las propiedades de combustión (prueba Gray-King), existe cuatro tipos de carbón:

- antracitas;
- carbón térmico poco volátil;
- carbón medio volátil;
- carbón muy volátil (con seis clases secundarias).

Según el sistema de clasificación internacional de la ONU/ECE, los carbones se dividen en carbones de **alto grado de carbonización** y **bajo grado de carbonización**, de acuerdo con su poder calorífico bruto (carbón húmedo sin cenizas) y la reflectancia media aleatoria de la vitrinita en aceite. Estas categorías se dividen, a su vez, en varias subcategorías. Los carbones con un mayor grado de carbonización pueden ser **carbones de carbonización media o alta**, mientras que los carbones de carbonización baja se dividen en **lignito** y **carbones subbituminosos**.

Es fundamental conocer lo mejor posible las propiedades de los combustibles sólidos para que el diseño de las grandes instalaciones de combustión y los equipos que se utilizan en las centrales ofrezcan el mayor rendimiento. Asimismo, es igualmente importante utilizar la clase de combustible adecuada y concebida para la instalación o, como mínimo, un combustible con unas propiedades similares. De esta manera, se puede mantener un alto nivel de eficiencia a largo plazo, evitar las averías y conseguir un funcionamiento óptimo desde el punto de vista ecológico.

Como se muestra en la Tabla 4.32, la composición del lignito y el carbón presenta importantes diferencias, como sucede también con las concentraciones de metales pesados y elementos traza. Las cifras que se incluyen en la Tabla 4.33 son ejemplos obtenidos de muestras individuales de carbones de distintas procedencias.

Tabla 4.31: Análisis indicativo de carbones habituales (práctica general)
[58, Eurelectric, 2001]

Propiedad	Unidades (sac = sin agua ni cenizas)	Lignito	Carbón		
			Bituminoso	Bituminoso poco volátil y semiantracita	Antracita
Humedad	(% al recibirlo)	30 – 70	2 – 20	2 – 20	2 – 20
Cenizas	(% al recibirlo)	5 – 40	1 – 30	1 – 30	1 – 30
Material volátil	(ssc%)	40 – 66	>22	8 – 22	<8
Carbono fijado	(ssc%)	35 – 60	55 – 85	85 – 92	>92
Total de carbono	(ssc%)	60 – 80	80 – 95	90 – 95	92 – 95
Hidrógeno	(ssc%)	4,5 – 6,5	4,5 – 6,5	3,5 – 4,5	3 – 8
Oxígeno	(ssc%)	12 – 30	1,5 – 14	1,2 – 6	1,2 – 5
Azufre	(ssc%)	0,5 – 4,7	0,3 – 4,5	0,5 – 1	0,5 – 0,8
Poder calorífico superior	(MJ/kg ssc)	23 – 35	32 – 38,5	35 – 38	35 – 38
Poder calorífico inferior	(MJ/kg raw)	6,3 – 30 – 1	26 – 32	25 – 32,3	30 – 31,4

ssc = seco y sin cenizas

Poder calorífico inferior, información de la Guía sobre tecnología ambiental de 1990

Tabla 4.32: Concentraciones de metales pesados y elementos traza en carbones procedentes de distintas regiones
[85, Itkonen y Jantunen, 1989]

Valores en mg/kg	Australia	Canadá	EE. UU.	Polonia	Rusia y CEI	Europa
Cenizas (%)	12,5	12,9	9,9	15,9	15,4	14,4
As	1,4	2,9	8,7	3,4	4	18,5
Ag			0,86	<1,7	<1,6	0,74
Ba			280	500	210	240
Be	1,4	0,8	1,9	1,6	0,7	2
B	12,3	58	46			
Cd	0,06	0,3	0,24	0,73	0,27	0,2
Cr	7,4	7,4	13,9	16,3	40	18,7
Cu	13,3	16,9	16,6			
Cl	300	300	800			

Tabla 4.32: Concentraciones de metales pesados y elementos traza en carbones procedentes de distintas regiones [85, Itkonen y Jantunen, 1989] (continuación)

Valores en mg/kg	Australia	Canadá	EE. UU.	Polonia	Rusia y CEI	Europa
Co			6,2	5,3	3,2	6,2
Cs			1,92	3,3	0,9	1,3
F	62	82	55			
Hf			1,1	1,6	1,2	0,7
Hg	0,04	0,05	0,11	0,09	0,12	0,131
La			13,9	11,3	10,4	11,1
Mn	132	149	19	200	135	80
Mo	0,9	1,6	5,3	<1,1	<1,1	<0,87
Ni	9,5	7,3	10,7	<24	21	<12,5
Pb	4,8	6,8	8,6	32	12,2	9,9
Rb			16,1	23	12,3	21
Sb			1,15	1,6	0,65	1,12
Sc			5,6	5,9	6,9	5,4
Sn			<26	<62	<57	<25
Se	0,8	1,1	3,9			
Th	2,3	a3,3	4,2	4,1	3	3,5
Ti	0,15	0,1	0,5			
U	0,7	1,2	1,1	1,7	1,4	1,47
V	14,8	30	23,3	38	39	43
Zn	19	8,9	14,1	<27	<6,6	<3,2
Zr			47	39	28	18,3

En la Figura 4.40 se muestra la influencia de la calidad del carbón en el rendimiento de la central de combustión.

4.3.2 La eficiencia de las centrales de combustión alimentadas con carbón y lignito

En la Figura 4.41 y la Figura 4.42 se muestra la eficiencia total de las centrales de combustión alimentadas con carbón y lignito en Europa, en relación con su capacidad y el año de construcción.

Figura 4.40: Influencia de la calidad del carbón en el rendimiento de la central de combustión

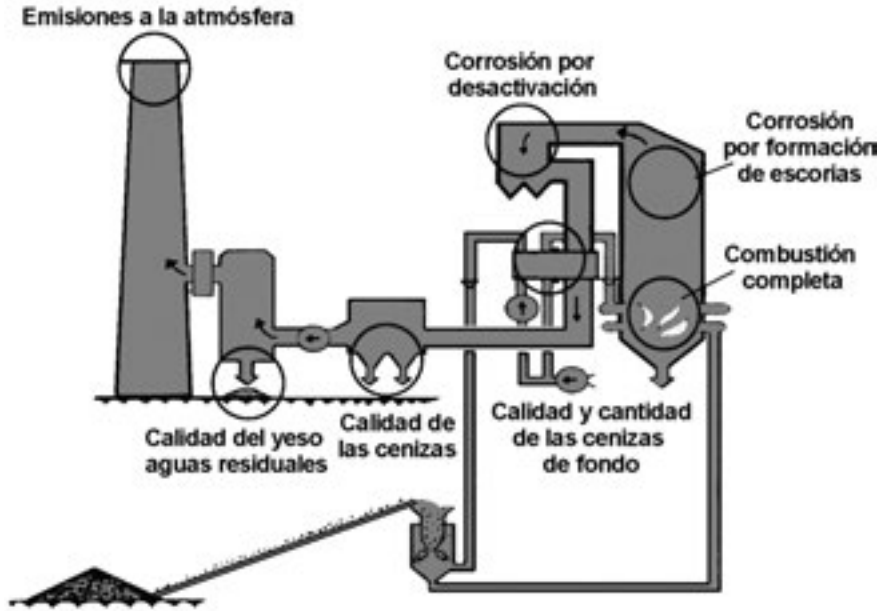


Figura 4.41: Eficiencia total de las centrales de combustión alimentadas con carbón en Europa en relación con su capacidad [110, Kakaras y Grammelis, 2000]

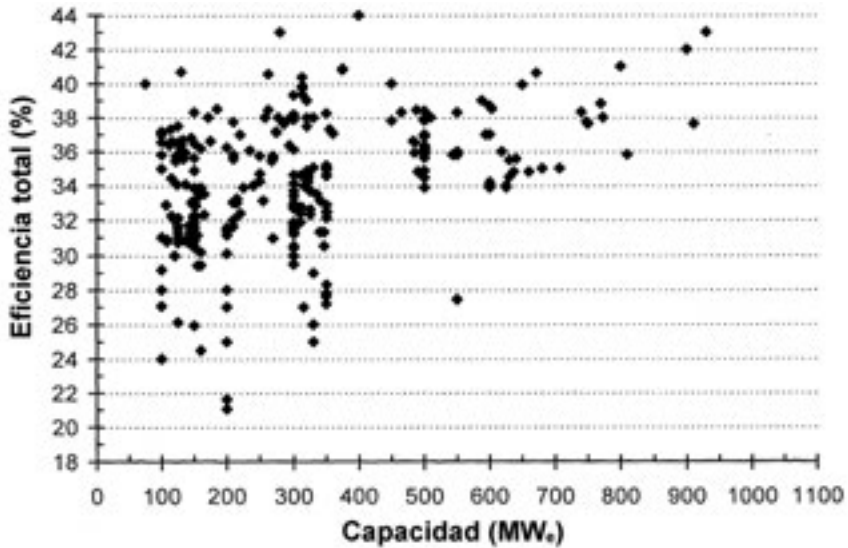


Figura 4.42: Eficiencia total de las centrales de combustión alimentadas con carbón en Europa en relación con el año de construcción [110, Kakaras y Grammelis, 2000]

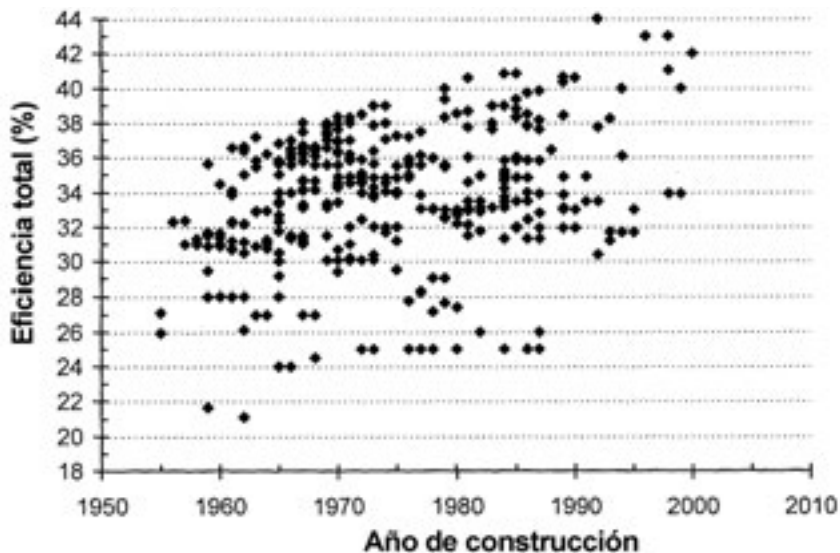


Tabla 4.33: Eficiencias energéticas típicas (PCI_{net}) de distintas tecnologías para grandes instalaciones de combustión [58, Eurelectric, 2001]

Tecnología empleada en la instalación	CCP	CCP	CCP	CCP	CLFC (moderniz.)	CCGI	CLFBP (moderniz.)
Capacidad eléctrica	600 MW _e	412 MW _e	412 MW _e	2 x 808 MW _e	250 MW _e	318 MW _e	
Presión del vapor	180 bar	250 bar	300 bar	268 bar	163 bar	115 bar	94 bar
Temp. del vapor	2 x 540 °C	2 x 560 °C	3 x 580 °C	547 °C	2 x 565 °C	507 °C	513 °C
Presión condensador	33 mbar	20 mbar	21 mbar	40 mbar	44 mbar	70 mbar	44 mbar
Sist. refrigeración	Agua mar.	Agua mar.	Agua mar.	Torre de ref.	Torre de ref.	Torre de ref.	
Tipo de carbón previsto (recibido)	Bituminoso	Bituminoso		Lignito	Lignito	Carbón/coque de petróleo	
Poder calorífico inferior (MJ/kg)	24,75	26,3	23/30	8,3 – 9,2	14,75	13,6/32,65	
Cenizas (%)	16	9	5/17	8,8	28	41/0,3	
Material volátil (%)	35	34	20/40	22 – 48% ssc.	37	19/13	
Humedad (%)	8	9	5/14		11	12/7	
Azufre (%)	0,6	0,6	0,1/3	0,3 – 1,4	3,7	0,9/5,5	
Eficiencia neta (PCI)	41,2%	45,3%	47,5%	40%	38,8%	42,5%	38,5%

En la Tabla 4.33 figuran las eficiencias energéticas (PCI_{net}) de distintos tipos de grandes instalaciones de combustión que obtienen un buen rendimiento con distintas clases de combustible sólido.

En la Tabla 4.34 se incluyen las eficiencias energéticas típicas (PCI_{net}) de distintas tecnologías empleadas en las grandes instalaciones de combustión con el mismo combustible (carbón internacional con PCS = 26.630 kJ/kg, con 1% de azufre, 7% de humedad y 16% de cenizas), con las mismas emisiones de contaminantes (SO₂ = 00 mg/Nm³ – O₂ = 6%, NO_x = 200 mg/Nm³, partículas 50 mg/Nm³) y con diferentes ciclos de vapor.

Tabla 4.34: Efecto de las características del vapor en las eficiencias de varias técnicas de combustión [58, Eurelectric, 2001]

Presión/temperatura del vapor/presión del condensador	CCP	CLFA	CCGI	CLFBP ¹
165 bar, 2 x 565 °C, 45 mbar	38,5%	38,0%	44,5% ²	43%
165 bar, 2 x 565 °C con limpieza del gas caliente			47%	
250 bar, 2 x 565 °C, 45 mbar	42,0%	41,5%		44.5%
300 bar, 3 x 580 °C, 45 mbar	45,0%	44,5%	47,0% ³	45.5%

Notas:

1. eficiencias previstas

2. eficiencia del CCGI

3 ciclo de vapor subcrítico (165 bar, 2 x 565 °C) con limpieza del gas caliente.

Las condiciones de funcionamiento ejercen una gran influencia en el nivel de eficiencia medio que se registra durante el funcionamiento de una central. La eficiencia registrada difiere de la eficiencia prevista, ya que raramente se obtienen condiciones de funcionamiento ideales (debido al ensuciamiento, la formación de escoria, el sobrecalentamiento, condiciones no ideales en el condensador, la despresurización, etc.). Además, las características del combustible sólido utilizado nunca son exactamente iguales que las características del combustible sólido previsto (poder calorífico, contenido de cenizas, etc.). Por otra parte, con el tiempo, el desgaste de una central con un mantenimiento normal (ensuciamiento, formación de escoria, erosión, pérdidas, etc.) también comporta una reducción de la eficiencia.

En la Figura 4.43 se incluye información más detallada sobre las medidas individuales y el desarrollo material para aumentar la eficiencia de una central energética alimentada con carbón.

Figura 4.43: Eficiencia mejorada de una central energética alimentada con carbón: medidas individuales [141, Benesch, 2001]

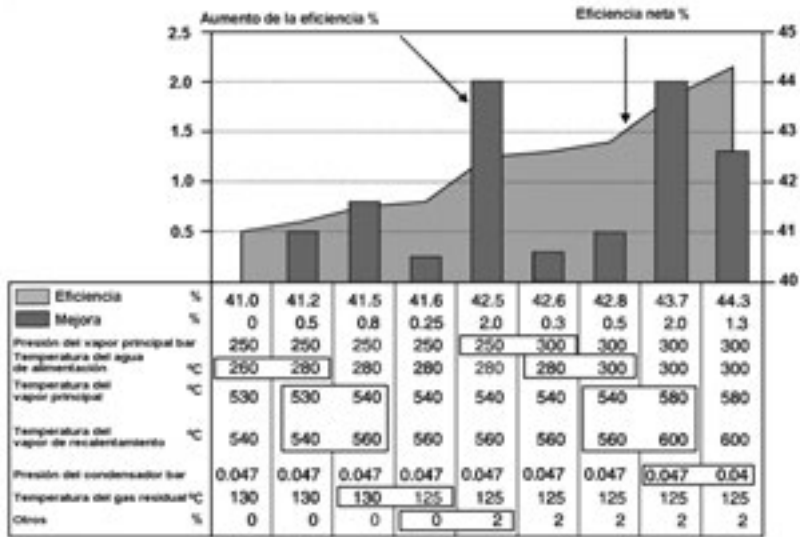
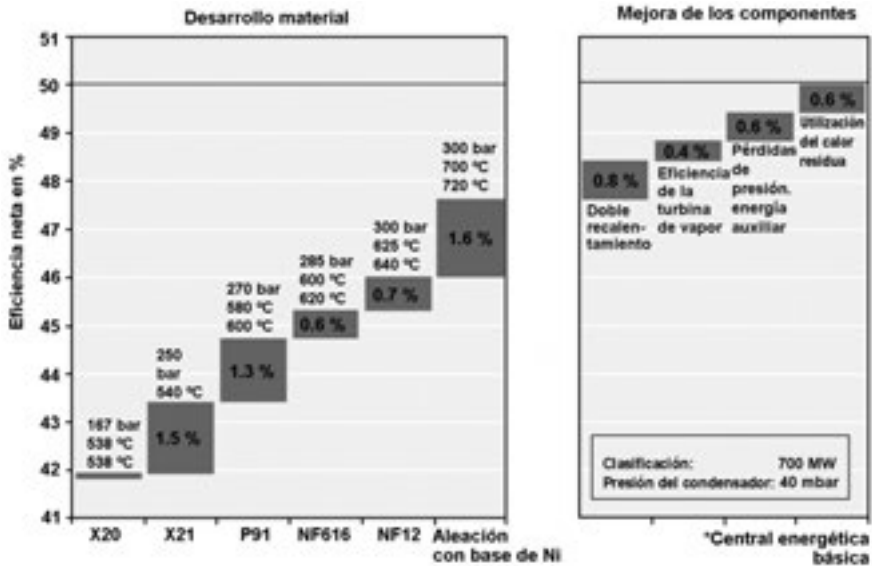


Figura 4.44: Eficiencia mejorada de una central energética alimentada con carbón: desarrollo de los materiales [141, Benesch, 2001]



Otros de los aspectos que inciden en la eficiencia de una gran instalación de combustión son:

- **la tecnología utilizada:** un ciclo combinado de gasificación integrada (CCGI), por ejemplo, consume más energía auxiliar (para la unidad de separación de aire, el tratamiento del gas y el compresor) que una caldera convencional, incluso si dispone de un sistema de tratamiento de los gases de combustión;
- **el nivel de control de la contaminación:** los sistemas avanzados de DGC consumen más energía y las medidas de control de la contaminación en general tienen un efecto negativo en la eficiencia de las instalaciones;
- **el diseño de los sistemas auxiliares:** los sistemas auxiliares de la caldera tienen que ser excesivamente amplios para resistir las variaciones de los parámetros reales comparados con los valores previstos (posibles pérdidas, combustibles alternativos, necesidades de puesta en marcha, sistemas redundantes, etc.). Estas opciones técnicas modifican el consumo energético, que varía respecto al consumo en condiciones normales y con el combustible previsto para la instalación.

Eficiencia de la caldera.

Con una caldera nueva y limpia alimentada con combustible sólido se suele registrar un nivel de eficiencia aproximado de 86% - 95% (PCI), porcentaje que difícilmente se podrá aumentar. Las principales pérdidas son el resultado del calor residual del gas de combustión en la chimenea, el carbono sin quemar en las cenizas, el calor residual en general y las pérdidas de radiación de calor. El combustible también tiene una incidencia significativa en la eficiencia. Incluso con calderas con un rendimiento idéntico, es decir, con la misma temperatura ambiente y de los gases de combustión, el mismo exceso de aire, etc., se registran eficiencias diferentes, dependiendo del combustible, por ejemplo (según el PCI):

- carbón internacional: 95% de eficiencia;
- lignito: 92% de eficiencia;
- lignito de baja calidad: 86% de eficiencia.

4.3.3 Emisiones a la atmósfera

En la Tabla 4.35 y la Tabla 4.52 se resume la información disponible sobre los niveles de emisión a la atmósfera (SO_2 , NO_x , y N_2O , partículas, CO, HF, HCl, NH_3 y metales pesados y, en particular, Hg) registrados en varias centrales de combustión, en su mayoría, europeas. Los datos que se incluyen en estas tablas pertenecen a centrales determinadas y es posible que no sean válidos para otras instalaciones. Según Eurelectric, con sistemas de control de partículas, las emisiones de partículas se redujeron entre 5 y 500 mg/Nm^3 , dependiendo de la eficiencia del sistema de control de partículas utilizado.

4.3.3.1 EMISIONES A LA ATMÓSFERA DE CENTRALES DE COMBUSTIÓN ALIMENTADAS CON CARBÓN

Tabla 4.35: Emisiones (concentración) a la atmósfera de centrales de combustión alimentadas con carbón en condiciones normales de funcionamiento y carga constante

Capacidad (MW _{th})	Téc. comb.	Medidas de reducción de las emisiones	Emisiones a la atmósfera (mg/Nm ³)						Notas	
			SO ₂	NO _x	Partículas	CO	HF	HCl		NH ₃
50 – 100	CP									
	CCP		52 – 128	154 – 158		18 – 31	10			
	CLFA									
	CLFP	Inyección de caliza		214 – 257						
100 – 300	CLFP	2 x 70 MW _e con RCS (+calefacción urbana)	170	50		20 – 40				Combustible: carbón bituminoso 0,7% de azufre.
	CP									
	CCP									
	CLFA	Inyección de caliza al nivel del aire secundario	200 – 800	150 – 300	30 – 50	100 – 150				Técnica de combustión en parrilla caliente
100 – 300	CLFA	FT/DGC (húmeda)/RCS	40 – 110							
	CLFA	DGC (sa)/FT/RCS	75	322	14	5,7	0,05	0,7		
	CLFP	Caliza/RCS		43 – 114						Central en Japón
	CLFP	Caliza/RNCS		29 – 143						
CLFC	Caliza/PE		100 – 200	60 – 160						

Tabla 4.35: Emisiones (concentración) a la atmósfera de centrales de combustión alimentadas con carbón en condiciones normales de funcionamiento y carga constante (*continuación*)

Capacidad (MW _{th})	Téc. comb.	Medidas de reducción de las emisiones	Emisiones a la atmósfera (mg/Nm ³)							Notas	
			SO ₂	NO _x	Partículas	CO	HF	HCl	NH ₃		
	CCP	Sin medidas de reducción	2.000 – 3.000								Carbón estándar 1% de azufre
	CCP	PE/DGC (húmeda)/RCS	20 – 252	90 – 190	3 – 11	12 – 25	0,2 – 3	1,7 – 30	0,16 – 0,5		Caldera de fondo seco en vaporías GIC
	CCP	PE/DGC (húmeda)/RCS	185	200	8	27	7	7	0,5		Caldera de fondo húmedo
	CCP	Mp/DGC (sa)/PE/RCS	130	140	5 – 10						
>300	CCP	Mp/DGC(sa)/PE	170	270	20						
	CCP	Mp (LNB)/DGC(sa)/FT	170	250	20						
	CCP	Mp (recombustión gas-carbón)		250 – 350							
	CCP	Mp (recombustión carbón-carbón)		300 – 430							
	CLFC	caliza+PE	100 – 200	100 – 250	30 – 50						Centrales en Francia, EE. UU. y Polonia

Notas:

CP (combustión en parrilla) CCP (combustión de carbón pulverizado)

CLFP (combustión en lecho fluidizado a presión) CLFA (combustión en lecho fluidizado atmosférico)

DGC (húmeda) (desulfuración húmeda del gas de combustión) PE (precipitadores electrostáticos)

DGC (sa) (desulfuración del gas de combustión con un secador atomizador) FT (filtro de tela)

DGC (iss) (desulfuración del gas de combustión con inyección de sorbente seco) RCS (reducción catalítica selectiva de los NO_x)

Mp (..) (medidas primarias para reducir las emisiones de NO_x) RNCS (reducción no catalítica selectiva de los NO_x)

Tabla 4.36: Emisiones específicas a la atmósfera de centrales de combustión alimentadas con carbón en condiciones normales de funcionamiento y carga constante

Capacidad (MW _{th})	Téc. comb.	Medidas de reducción de las emisiones	Eficiencia eléctrica (%)	Eficiencia del combustible (%)	Emisiones específicas a la atmósfera (mg/MJ)						
					SO ₂	NO _x	Partículas	CO	HF	HCl	
50 – 100	CP										
	CCP	PE/DESONO _x	29	80		75,4 – 80,2			9,2 – 15,2		
	CLFA										
	CLFP	Caliza				75 – 90					
100 – 300	CP										
	CCP										
	CLFA	DGC (sa)/FT/RCS	25	81	26,1	111,5	5,08	1,98	0,019	0,28	
	CLFA	Caliza/PE	38	54,2							
	CLFP	Caliza/RNCS				10 – 50					
	CLFP	Caliza/RCS				15 – 40					
>300	CCP	PE/DGC(h)/RCS	32 – 44	37 – 70		34 – 97	1,1 – 5,1	4,9 – 8,3	0,08 – 1,2	0,6 – 12,3	
	CCP	PE/DGC(h)/RCS	<39								
	CLFA										
	CLFC		39								

Notas:

CP (combustión en parrilla) **CCP** (combustión de carbón pulverizado)

CLFP (combustión en lecho fluidizado a presión) **CLFA** (combustión en lecho fluidizado atmosférico)

DGC (húmeda) (desulfuración húmeda del gas de combustión) **PE** (precipitadores electrostáticos)

DGC (sa) (desulfuración del gas de combustión con un secador atomizador) **FT** (filtro de tela)

DGC (iss) (desulfuración del gas de combustión con inyección de sorbente seco) **RCS** (reducción catalítica selectiva de los NO_x) **RNCS** (reducción no catalítica selectiva de los NO_x)

4.3.3.2 EMISIONES A LA ATMÓSFERA DE CENTRALES DE COMBUSTIÓN ALIMENTADAS CON LIGNITO

Tabla 4.37: Emisiones a la atmósfera de centrales de combustión alimentadas con lignito en condiciones normales de funcionamiento y carga constante

Capacidad (MW _{th})	Tecn. comb.	Medidas de reducción de las emisiones	Emisiones a la atmósfera (mg/Nm ³)							Notas	
			SO ₂	NO _x	Partículas	CO	HF	HCl	NH ₃		
50 – 100	CP										
	CCP										
	CLFA										
100 – 300	CP										
	CCP										
	CLFA	Caliza/PE	393	168	10	0,2	0,5	4			N ₂ O 26 mg/Nm ³
>300	CCP	Mp (LNB, aire y combustible en etapas)/PE/DGC (húmeda)	77 – 341	141 – 176	2 – 13,5	4,4 – 182	0,08 – 1	0,5 – 1			Caldera de fondo seco
	CCP	Mp (LNB, aire y combustible en etapas)/PE/DGC (húmeda)		141 – 230	2 – 50	4,4 – 250	0,5 – 10				
	CCP	Mp (LNB, aire y combustible en etapas)/filtro de carbón activo/DGC (húmeda)	5	150	30	80	1	0,2			Emisiones de dioxinas entre 1 y 30 pgTEQ/Nm ³ 1
	CCP	PE/DGC (húmeda)/RCS	230	<200	30					<10	Lignito duro
	CCP	Mp (LNB, aire y combustible en etapas)/filtro de carbón activo/DGC (sa)	241.2	272.3	6.6	8.7	1.3	4			

Tabla 4.37: Emisiones a la atmósfera de centrales de combustión alimentadas con lignito en condiciones normales de funcionamiento y carga constante (*continuación*)

Capacidad (MW _{th})	Tecn. comb.	Medidas de reducción de las emisiones	Emisiones a la atmósfera (mg/Nm ³)						Notas
			SO ₂	NO _x	Partículas	CO	HF	HCl	
>300	CCP	Mp (integrada en el proceso de combustión) – PE DESOX natural	300 – 450	200 – 400	50 – 100				Alto índice de desulfuración influida por la alta alcalinidad de las cenizas en lignitos de baja carbonización
	CCP	Mp (integrada en el proceso de combustión) – PE	2.000	200 – 300	50 – 100				Bajo índice de desulfuración influida por la alcalinidad media de las cenizas en lignitos de bajo grado de carbonización
	CLFA		50 – 200	250 – 400	10 – 50				

Notas:

CP (combustión en parrilla) CCP (combustión de carbón pulverizado)

CLFA (combustión en lecho fluidizado atmosférico) PE (precipitadores electrostáticos)

DGC (húmeda) (desulfuración húmeda del gas de combustión) DGC (sa) (desulfuración del gas de combustión con un secador atomizador)

RCS (reducción catalítica selectiva de los NO_x)

Mp (. .) (medidas primarias para reducir las emisiones de NO_x)

Tabla 4.38: Emisiones específicas a la atmósfera de centrales de combustión alimentadas con lignito en condiciones normales de funcionamiento y carga constante

Capacidad (MW _{th})	Tecn. comb.	Medidas de reducción de las emisiones	Eficiencia eléctrica (%)	Eficiencia del combus- tible (%)	Emisiones específicas a la atmósfera (mg/MJ)							
					SO ₂	NO _x	Partículas	CO	HF	HCl		
50 – 100	CP											
	CCP											
	CLFA											
100 – 300	CP											
	CCP	Caliza/PE	28	41,7	177,4	76,1	4,5	0,1	0,19	1,8		
>300	CLFA											
	CCP	Mp (LNB, aire y combustible en etapas)/PE/DGC (húmeda)	35,7 – 41,7		5 – 112	43 – 60,4	0,09 - 5	4,9 – 25,9	0,028	0,028		
	CCP	Mp (LNB, aire y combustible en etapas)/filtro de carbón ac- tivo/DGC (húmeda)	37		2,16	60,36	10,7	25,86	0,43	0,088		
	CCP	Mp (LNB, aire y combustible en etapas)/filtro de carbón ac- tivo/DGC (sa)	28,9	69,1								
	CLFA											

Notas:

CP (combustión en parrilla) CCP (combustión de carbón pulverizado)

CLFA (combustión en lecho fluidizado atmosférico) PE (precipitadores electrostáticos)

DGC (húmeda) (desulfuración húmeda del gas de combustión)

DGC (sa) (desulfuración del gas de combustión con un secador atomizador)

Mp (...) (medidas primarias para reducir las emisiones de NO_x)

LNB (quemadores de baja emisión de NO_x)

Tabla 4.39: Nivel de emisiones de NO_x en centrales existentes sin medidas secundarias [58, Eurelectric, 2001]

		Carbón sin reducción de las emisiones de NO _x (mg/Nm ³)	Carbón con quemadores de baja emisión de NO _x (mg/Nm ³)	Lignito sin medidas de reducción de las emisiones (mg/Nm ³)	Lignito con medidas primarias de reducción de las emisiones (mg/Nm ³)
CFS	Sistema de combustión horizontal	1.000 – 1.500	500 – 650		
	Sistema de combustión tangencial	600 – 900	400 – 650	400 – 700	200 – 500
	Sistema de combustión vertical	700 – 900			
CFH	Sistema de combustión con ciclón	1.500 – 2.500	1.000 – 2.000		

4.3.3.3 EMISIONES DE METALES PESADOS

Durante la combustión, los metales pesados adoptan una forma metálica volátil o bien se convierten en cloruros, óxidos, sulfuros, etc. Gran parte de estos metales pesados se condensan a temperaturas de hasta 300 °C y se separan en partículas de polvo (cenizas volantes).

Tabla 4.40: Balances de masa combinados de los metales pesados en varios tipos de centrales energéticas

Metal	Carbón, caldera de fondo seco (CFS)	Lignito, caldera de fondo seco (CFS)	Carbón, caldera de fondo húmedo (CFH)
Generación (% de la aportación): cenizas de fondo (CFS); escoria (CFH)			
As	1,6 – 7,5	0,4	10 – 21,2
Cd	1,8 – 8,9	Tipo de central energética	15 – 30,1
Hg	2	-	2
Pb	3,1 – 11,3	1,1	76,7 – 88,8
Generación (% de la aportación): cenizas volantes de filtrado (CFS)			
As	88 – 91,2	98	
Cd	89,8 – 95	96	
Hg	17 – 39	49	
Pb	81 – 94	98	

Tabla 4.40: Balances de masa combinados de los metales pesados en varios tipos de centrales energéticas (continuación)

Metal	Carbón, caldera de fondo seco (CFS)	Lignito, caldera de fondo seco (CFS)	Carbón, caldera de fondo húmedo (CFH)
Generación (% de la aportación): yeso, aguas residuales			
As	0,4 – 1,19	0,4	21,4 – 83,5
Cd	1,1 – 3,5	0,4	72 – 79
Hg	27 – 41	4,9	44 – 71
Pb	0,9 – 1	0,4	10 – 17,5
Generación (% de la aportación): gas de combustión			
As	0,18	0,42	6,5 – 17,3
Cd	0,19	4,2	0,1 – 6
Hg	18 – 32	44	27,6 – 54
Pb	0,17	0,5	1,2 – 2,6

Nota: las unidades respectivas de desnitrificación no se incluyen. En estas centrales, los PE se utilizan para reducir las emisiones de partículas y el proceso de depuración húmeda con cal (o caliza) y el proceso con absorbedor seco con pulverizador se emplean para desulfurar los gases de combustión.

Se ha demostrado que los sistemas concebidos para eliminar las partículas y desulfurar los gases de combustión también eliminan la mayor parte de los metales pesados presentes en el gas de combustión, es decir, los elementos metálicos que no quedan atrapados en las cenizas de fondo o en las escorias. Por lo tanto, en las centrales energéticas modernas que disponen de sistemas de limpieza de los gases de combustión, el contenido de partículas de metales pesados en el gas de combustión depurado es extremadamente bajo.

El reducido índice de captura del Hg de los gases de combustión después de las calderas de fondo seco se debe a la formación de mercurio gaseoso, que se emite en cantidades apreciables. Si se utilizan calderas de fondo húmedo, además del Hg, los sistemas de combustión y de limpieza del gas de combustión también muestran un bajo porcentaje de captura del As y, por lo tanto, se emiten cantidades apreciables de esta sustancia junto con el gas de combustión. En el caso de la recirculación de las cenizas volantes en calderas de fondo húmedo, sólo aumentan las emisiones de metales pesados con una gran volatilidad como, por ejemplo, el Hg y, en especial, el As.

Los experimentos realizados con calderas de fondo seco alimentadas con carbón para evaluar los efectos de la carga y la combustión de distintos carbones en el balance de masa de los metales pesados proporcionaron los siguientes resultados:

- la cantidad de emisiones gaseosas de mercurio a través de los gases de combustión depende, en gran medida, del contenido de cloro y calcio del carbón. El cloro produce dos efectos opuestos: aumenta la proporción de mercurio gaseoso pero, al mismo tiempo, contribuye a separar el mercurio en los procesos de DGC húmeda en forma de HgCl_2 , que se puede eliminar fácilmente. El calcio ayuda a separar el mercurio en los PE;
- la penetración de metales pesados en las cenizas de la caldera no depende de la composición química del carbón;
- la penetración de metales pesados en las cenizas volantes no depende de la composición química del carbón, pero sí de la carga de la caldera, ya que el nivel más alto se alcanza con una carga máxima.

En la Tabla 4.41 se incluye un resumen de las mediciones de metales pesados realizadas en tres centrales energéticas alimentadas con carbón que utilizaban un PE y un sistema de desulfuración húmeda.

Tabla 4.41: Recorrido de los metales pesados en centrales de combustión alimentadas con carbón
[59, Grupo de trabajo finlandés sobre GIC, 2000]

	Cantidad de metales pesados en los efluentes de distintos procesos (%)			Emisión ³
	Eliminado junto con las cenizas de fondo y con las cenizas volantes en el PE	Eliminado con el producto final de la DGC + torta de filtración de la central de tratamiento de aguas residuales	Parte emitida a la atmósfera a través de la chimenea	Concentración en la emisión (mg/Nm^3)
Arsénico (As)	97 – 98,7	0,5 – 1,0	0,3 – 2	0 – 5
Cadmio (Cd)	95,2 – 97,6	0 – 1,1	2,4 – 3,6 ¹	0 – 5
Cromo (Cr)	97,9 – 99,9	0 – 0,9	0,1 – 0,5	0 – 5
Mercurio (Hg) ²	72,5 – 82 ²	0 – 16	5,1 – 13,6 ²	0 – 5
Manganeso (Mn)	98 – 99,8	0,1 – 1,7	0,1	0 – 5
Níquel (Ni)	98,4 – 99,8	0,2 – 1,4	0,1 – 0,4	0 – 5
Plomo (Pb)	97,2 – 99,9	0 – 0,8	0,1 – 1,8	0 – 5
Vanadio (V)	98,4 – 99,0	0,9 – 1,3	0,2 – 0,3	0 – 5

Notas:

1 Las emisiones de cadmio fueron más elevadas en estas mediciones que en las cifras generales documentadas.

2 La eficiencia de eliminación del mercurio fue más elevada y las emisiones más reducidas en estas mediciones que en las cifras generales documentadas, en las que se especifica que entre un 20% y un 30% del mercurio se libera a la atmósfera y sólo entre un 30% y un 40% se elimina con PE.

3 Las emisiones son valores indicativos e incluyen tanto las emisiones de partículas como las emisiones gaseosas. Con un sistema adecuado de eliminación de partículas, las concentraciones de metales pesados en las emisiones se suelen situar alrededor o por debajo de $1 \text{ mg}/\text{Nm}^3$.

Si se emplea un ciclo combinado de gasificación integrada, los metales pesados con una baja volatilidad y un elevado punto de ebullición se capturan y se inmovilizan eficazmente en la escoria vítrea. Los metales con una mayor volatilidad se pueden condensar y posteriormente capturarlos con un sistema de depuración del gas de síntesis.

La Tabla 4.42 muestra el contenido de mercurio en carbón de distintos orígenes.

Tabla 4.42: Contenido de mercurio en carbón de distintos orígenes
[58, Eurelectric, 2001]

Origen	Número de muestras (n)	Valor medio del contenido de Hg (mg/kg)			Varianza v(%)
			±		
Indonesia	7	0,04	±	0,02	63
Nueva Zelanda	1	0,05			
Colombia	7	0,06	±	0,03	57
Rusia (Kuzbass)	1	0,06			
Australia	17	0,08	±	0,06	70
Venezuela	2	0,08			
Sudáfrica	12	0,09	±	0,02	23
Mezcla	36	0,09	±	0,07	72
Egipto	1	0,10			
Noruega (Spitsbergen)	2	0,14			
EE. UU. (este)	15	0,14	±	0,12	84
China	2	0,15			
Alemania (región del Ruhr)	1	0,16			
Polonia	10	0,35	±	0,55	154

En la Tabla 4.43 figura el contenido de mercurio en los gases de combustión después del PE.

Tabla 4.43: Contenido de mercurio en los gases de combustión después del PE
[58, Eurelectric, 2001]

Número de muestras (n)	Valor mínimo del contenido de Hg	Valor máximo del contenido de Hg	Valor medio del contenido de Hg	Varianza v(%)
Concentración de Hg en los gases de combustión después del PE ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)				
37	0,3	35	4,9 +7,3/-4,6	149
Porcentaje de Hg valorado respecto a la concentración en el carbón				
36	1,0	115	43 ± 30,1	69

La Tabla 4.44 proporciona una visión general de los niveles de emisión de N₂O que se incluyen en distintos textos especializados.

Tabla 4.44: Niveles de emisión de N₂O que se incluyen en distintos textos especializados [98, DFIU, 2001]

Com- busti- ble	Tecn. comb.	O ₂ (%)	N ₂ O (mg/Nm ³)					N ₂ O (kg/TJ)	
			Kremer 1994	KEMA 1993	VGB 1994	IACR 1993	Braun 1993	IACR 1993	Peter 2001
Carbón	CCP (CFS)	6	<2	<4 sin combus- tión por fases <0,4 - 1,2 con combus- tión por fases		1 - 20		0,4 - 1,4	2 - 5
	CCP (CFH)	6	3,8 - 9		4 - 10			0,4 - 1,4	2 - 5
	CP		<30		1 - 10	0,2 - 3		0,4 - 1,4	2 - 5
	CLFC	7	4 - 20 (carga par- cial) 40 - 700 (carga máxima)	16 - 170 (790 - 940°C)	30 - 160	60 - 140	50 - 120 (con au- mentos puntuales de hasta 380)	36 - 72	20 - 45
	CLFB	7	100 - 150 (carga par- cial) 140 - 480 (carga máxima)						
Lignito	CCP (CFS)	6	10 - 16		13	1,5 - 6		0,6 - 2,3	0,8 - 3,2
	CP	6	<30			0,8 - 2,5			0,8 - 3,5
	CLF	7	<30		5 - 20	10 - 90	5 - 14 (con aumentos puntuales de hasta 30)	11 - 45	3 - 8

La Tabla 4.45 y la Tabla 4.46 muestran las emisiones de ácidos halogenados, dioxinas y HAP en distintas centrales energéticas alimentadas con carbón y combustible líquido.

Tabla 4.45: Niveles de emisión de HCl y HF en instalaciones con y sin medidas secundarias [58, Eurelectric, 2001]

Combustible: carbón	HClmg/Nm ³ , 6% de O ₂	HFmg/Nm ³ , 6% de O ₂
Sin desulfuración	100 – 450	4 – 28
DGC + transferencia de contacto con calentador de aire regenerativo	3 – 14	2 – 8
DGC sin transferencia del calentador aire-aire	1 – 8	0,2 – 2
DGC + inyección de cal seca*	50 – 170	0,5 – 4

Nota: *una mayor reducción del SO₂ aumenta las emisiones de HCl

Tabla 4.46: Niveles de emisión de dioxinas y HAP de la combustión de distintos combustibles [192, GTT, 2003]

Sustancia	Carbón	Aceite pesado	Orimulsión
Dioxinas y furanos	2,193 pg/Nm ³	2,492 pg/Nm ³	2,159 pg/Nm ³
HAP	0,0606 µg/Nm ³	0,0507 µg/Nm ³	0,0283 µg/Nm ³

4.3.4 Emisiones al agua de centrales de combustión alimentadas con lignito

Tabla 4.47: Emisiones al agua de centrales de combustión alimentadas con carbón

Técnica de combustión	Origen de las aguas residuales	Tratamiento de las aguas residuales	Concentración en las aguas residuales (mg/l)								
			Hidrazina	Materiales filtrables	Sulfato	Sulfito	Fluoruro	Hg	Sulfuro		
CP											
CCP	DGC húmeda (caldera de fondo seco)	Fil/Pre/Floc/Sed/Neu		30	2.000	20	30	0,05	0,2		
	DGC húmeda (caldera de fondo seco)	Fil/Pre/Floc/Sed/Neu		155	2.667	26,7	172	0,034			
	DGC húmeda , alto espesado en el circuito de agua, en parte reutilizado para la refrigeración	Fil/Pre/Floc/Sed/Neu		17	2.542	2	8	0,007	0,07		
CLFBA	Tratamiento del condensado y el agua de alimentación	Neu/Sed	2	50							
	Tratamiento del condensado, el agua de alimentación y el agua del sistema DESONO _x	Neu					5,45	0,01	0,01		
	Tratamiento del condensado y el agua de alimentación	Neu/Sed	344								

Notas:
 Fil Filtración, Pre Precipitación, Floc Floculación, Sed Sedimentación, Neu Neutralización

En la Tabla 4.49 y la Tabla 4.50 figuran las emisiones de ocho centrales energéticas distintas alimentadas con carbón.

Tabla 4.49: Emisiones al agua de cuatro centrales de combustión alimentadas con carbón [192, GTT, 2003]

Parámetros	Unidad	Central A	Central B	Central C	Central D
Temperatura	°C		18	28,7	
pH		7,61		7,8	6,9 – 7,9
As	mg/l		0,001	<0,005	
Sb	mg/l				
Pb	mg/l	<0,01	0,03	<0,05	
Fe	mg/l	0,07			0,2 – 0,5
Cr	mg/l	0,01	0,03	<0,05	
Cd	mg/l		0,003	<0,005	
Co	mg/l		0,002		
Cu	mg/l	<0,01	0,003		
Ni	mg/l	<0,01	0,03		
TI	mg/l		0,031		
V	mg/l		0,073		
Mn	mg/l		0,03		
Hg	mg/l		0,0001	<0,001	
Zn	mg/l	<0,02	0,05		
Sn	mg/l	<0,05	0,001		
F	mg/l		0,1		
Cl	mg/l		400		
DBO	mg/l				10 – 28
DQO	mg/l	11,7 kg/d***			10 – 65
Sólidos suspendidos	ml/l				<0,1
Total de P	mg/l		0,15		
Sulfato como SO ₄	mg/l	1.376	1.215		
Sulfuro como S	mg/l		0,1		
Sulfito como SO ₃	mg/l		10,2		
Total de N	mg/l		76,6		
NH ₄ como N	mg/l	7	0,85		
Nitrito - N	mg/l	2,1			
COT como C	mg/l		8,6		

Tabla 4.50: Emisiones al agua de cuatro centrales de combustión alimentadas con carbón [192, GTT, 2003]

Parámetros	Central E	Central F	Central G Mín. Máx.	Central H Mín. Máx.
pH	7,9		6,7 - 8,6	
Temperatura	27,3 °C	30 °C	11,8 - 21,2 °C	
Color			2 - 7	0 - 5
Conductividad			724 - 6.850	2,940 - 5,470
Sólidos suspendidos				1,6 - 9,2
pH				7,1 - 8,5
Ca			57,8 - 714	
K			2,2 - 37,9	
Mg			1,4 - 23,0	
Na			42,7 - 985	
Fe			n.n - 0,35	
As	<0,005	0,02		n.n. - 0,007
Pb	<0,05	0,02		n.n.
Cd	<0,005	0,4		n.n.
Cr	<0,05			
Cu		0,1		n.n. - 0,007
Mn		3		n.n. - 0,020
Hg	<0,001	0,001		n.n.
Zn		0,4	n.n. - 0,037	n.n. - 0,054
Amoníaco - N			0,78 - 7,04	0,11 - 8,90
Nitrito - N			n.n. - 0,67	0,02 - 0,95
Nitrato - N			2,7 - 26,9	10,0 - 59,4
Total de N			3,5 - 29,1	13,1 - 65,9
Total de P			0,03 - 0,27	0,01 - 0,23
Cloruro			87 - 1.761	123 - 733
Sulfuro				n.n.
Sulfito				n.n.
Sulfato			57 - 1.042	1.414 - 2.341
COT			1 - 5	2 - 14
DQO			9 - 37	9 - 56

Tabla 4.50: Emisiones al agua de cuatro centrales de combustión alimentadas con carbón [192, GTT, 2003] (continuación)

Parámetros	Central E	Central F	Central G Mín. Máx.	Central H Mín. Máx.
DBO5			1 - 19	
Hidrazina				n.n.
Cianuro				n.n.
Fluoruro				n.n. - 2,0
Antimonio				n.n.
Arsénico				n.n. - 0,007
Cromo				n.n. - 0,005
Cobalto				n.n.
Níquel				n.n. - 0,123
Talio				n.n.
Vanadio				0,013 - 0,395
Cinc				n.n.

n.n.: por debajo del límite de detección Mín.: valor mínimo obtenido Máx.: valor máximo obtenido

4.3.6 Residuos y subproductos de la combustión

En las centrales energéticas se generan grandes cantidades de sustancias minerales. En una central de 750 MWe que queme un millón de toneladas de carbón con un contenido de cenizas y de azufre, por ejemplo, del 10% y el 1%, respectivamente, cada año se producirán unas 154.000 toneladas de productos de combustión del carbón. Actualmente, se producen casi 500 millones de toneladas de cenizas de carbón (cenizas de fondo y cenizas volantes) al año en todo el mundo. En muchos países como, por ejemplo, Austria y Canadá, existe una gran preocupación por el contenido de metales pesados de estos residuos, que pueden dañar la calidad del suelo.

Yeso:

- **componente principal:** el sulfato cálcico deshidratado puede contener cenizas volantes y elevadas concentraciones de Hg y Se;
- **parámetros críticos para su utilización en la industria de la construcción:** tamaño de los cristales, cristalización y contenido de agua.

Cenizas volantes: contienen la proporción más elevada de metales pesados condensados:

- **parámetros críticos para su utilización en la fabricación de hormigón:** pérdidas de encendido, Cl, sin CaO;
- **parámetros críticos para su utilización en la fabricación de hormigón:** los parámetros físicos, químicos y mecánicos para la fabricación de cemento están regulados por la norma EN-197-1: pérdida de encendido, sulfatos, Cl.

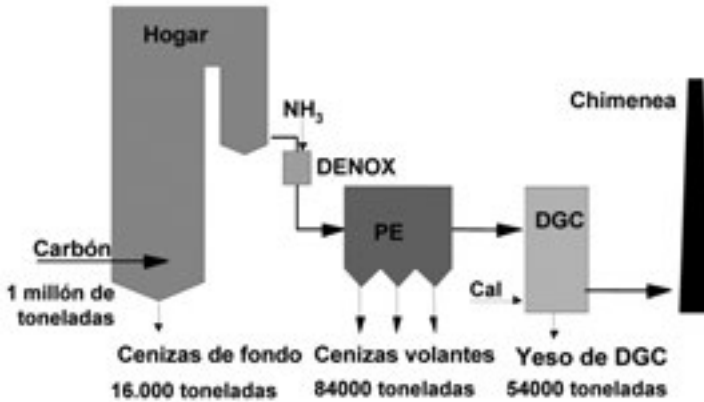
Cenizas de fondo: bajo contenido de metales pesados; se emplea para la fabricación de ladrillos y cemento.

Residuos de la absorción seca con pulverizador: mezcla de yeso, calcio-sulfito y cenizas volantes; la mayor parte termina en vertederos o se utiliza como material para sellarlos.

Según [90, ECOBA v. Berg, 1999], la cantidad de productos de combustión del carbón en las centrales energéticas de la UE-15 asciende a 55 millones de toneladas. En la Figura 4.46 se muestra la proporción de los distintos productos de combustión generados en 1999. Las cenizas volantes representan casi el 70% del total. Los residuos de la combustión suman un 85,1% del total, mientras que los residuos de la DGC representa un 13,9% de la masa.

La mayoría de productos de combustión del carbón se utilizaron en la industria de la construcción, obras de ingeniería civil y como materiales de construcción de minas subterráneas (55,3%), o bien para restaurar minas a cielo abierto, canteras

Figura 4.45: Generación anual de productos de combustión del carbón en una central energética de 750 MWe alimentada con carbón en funcionamiento durante 6.000 horas a carga máxima (total de productos de combustión del carbón = 154.000 toneladas)
[90, ECOBA v. Berg, 1999]



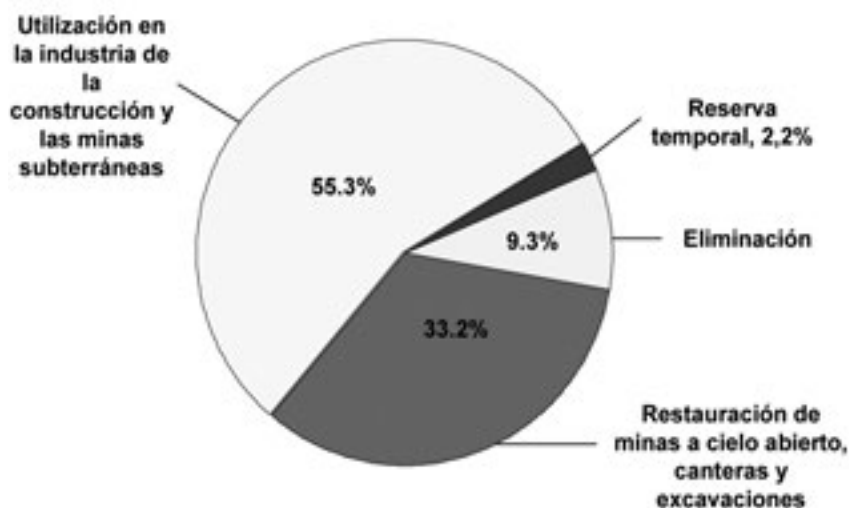
y excavaciones (33,2%). En 1999, sólo un 2,2% de estos productos se almacenó en reservas temporales para futuras aplicaciones, y un 9,3% se eliminó (Figura 4.47).

La utilización de los productos de combustión del carbón varía según el Estado miembro, debido a las distintas condiciones climáticas, fiscales y legales. En algunos países de la UE-15, la proporción de uso de estos productos alcanza un 100%, mientras que en otros, no supera el 10%, debido a distintas condiciones desfavorables, como el contenido de metales pesados, la pérdida de encendido, el contenido total o nulo de Ca, Cl, etc.

Figura 4.46: Generación de productos de combustión del carbón en la UE-15 en 1999 [90, ECOBA v. Berg, 1999]



Figura 4.47: Utilización y eliminación de los productos de combustión del carbón en la UE-15 en 1999 [90, ECOBA v. Berg, 1999]

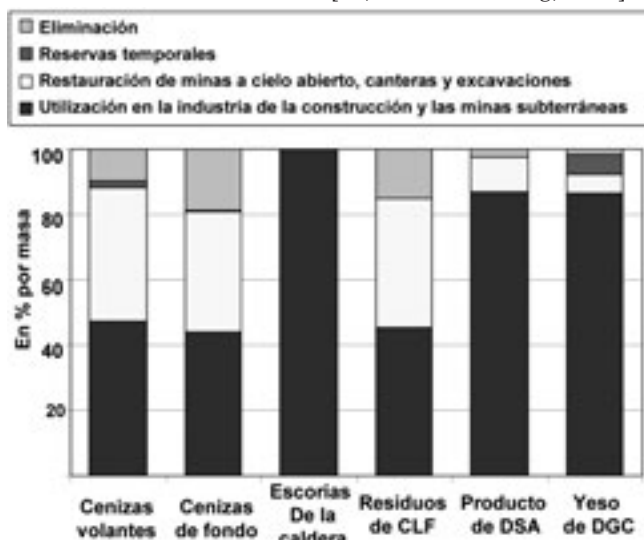


El uso de los productos de la desulfuración en la UE-15 también varía de un Estado miembro a otro. En algunos países, los productos procedentes de la absorción seca con pulverizador se utilizan en la industria de la construcción o bien como fertilizantes, mientras que en otros, estos productos se eliminan. El yeso de la DGC se emplea para fabricar placas de cartón-yeso y recubrimientos para suelos con autonivelación, o como retardador del fraguado del cemento. El aumento registrado en los índices de utilización se debe a la aceptación general de estos materiales como productos finales. Esta mejora se ha conseguido gracias a la investigación, la experiencia práctica y los esfuerzos de *marketing* realizados.

En la Figura 4.48 se incluyen los porcentajes de utilización y eliminación de los distintos productos de combustión del carbón en 1999. En este mismo año, entre un 45% y un 48% de los residuos de combustión se emplearon en la industria de la construcción y las minas subterráneas, entre un 37% y un 41%, en la restauración de minas a cielo abierto, canteras y excavaciones, un 2% se almacenó y entre un 10% y un 15% de estos productos se eliminó.

Alrededor de un 86% de los productos de la absorción seca con pulverizador y del yeso de la DGC se utilizaron en la industria de la construcción y las minas subterráneas. Un 11% del producto de absorción seca con pulverizador y casi un 6% del yeso de la DGC se emplearon para la restauración de minas a cielo abierto, canteras y excavaciones, mientras que en torno a un 6% del yeso de la DGC se almacenó temporalmente para ser utilizado en el futuro. Sólo una cantidad muy pequeña de los productos de combustión del carbón fueron a parar a los vertederos [90, ECOBA v. Berg, 1999].

Figura 4.48: Utilización y eliminación de los productos de combustión del carbón en la UE-15 en 1999 [90, ECOBA v. Berg, 1999]



En la Figura 4.49 se incluye una visión general de los diferentes campos en los que se utilizan los productos de combustión del carbón.

En la Tabla 4.53 y la Tabla 4.54 se incluyen los contenidos de metales pesados de algunas cenizas y otros subproductos de la combustión.

Tabla 4.53: Metales pesados presentes en el carbón y algunos residuos de combustión del carbón (estos datos deben considerarse ejemplos, ya que pueden variar enormemente dependiendo del tipo de carbón utilizado y de la instalación) [64, UBA, 2000]

Metal pesado	Concentración (ppm)			Flujo másico (g/h)		
	Carbón	Cenizas gruesas	Cenizas volantes	Carbón	Cenizas gruesas	Cenizas volantes
Arsénico	10,8	12,0	43,9	3.193,6	43,2	3.042
Cadmio	0,07	0	0,295	20,7	0	20,4
Cromo	39,1	204,7	154,5	11.561,9	736,7	10.703,4
Cobre	16,0	63,2	67,6	4.716,4	227,5	4.684,7
Plomo	6,7	11,6	27,7	1.981,2	41,8	1.919,6
Mercurio	0,28	0	0,1	81,3	0	6,9
Níquel	40,5	204,0	158,7	11.961,1	734,4	10.997,9
Selenio	0,99	0,6	1,4	291,3	2,2	97,0
Vanadio	41,3	94,7	169,0	12.197,6	340,9	11.711,7
Cinc	26,1	38,1	116,1	7.717,8	137,0	8.076,9

Figura 4.49: Visión general del uso de los productos de combustión del carbón en la UE-15 en 1999 [90, ECOBA v. Berg, 1999]

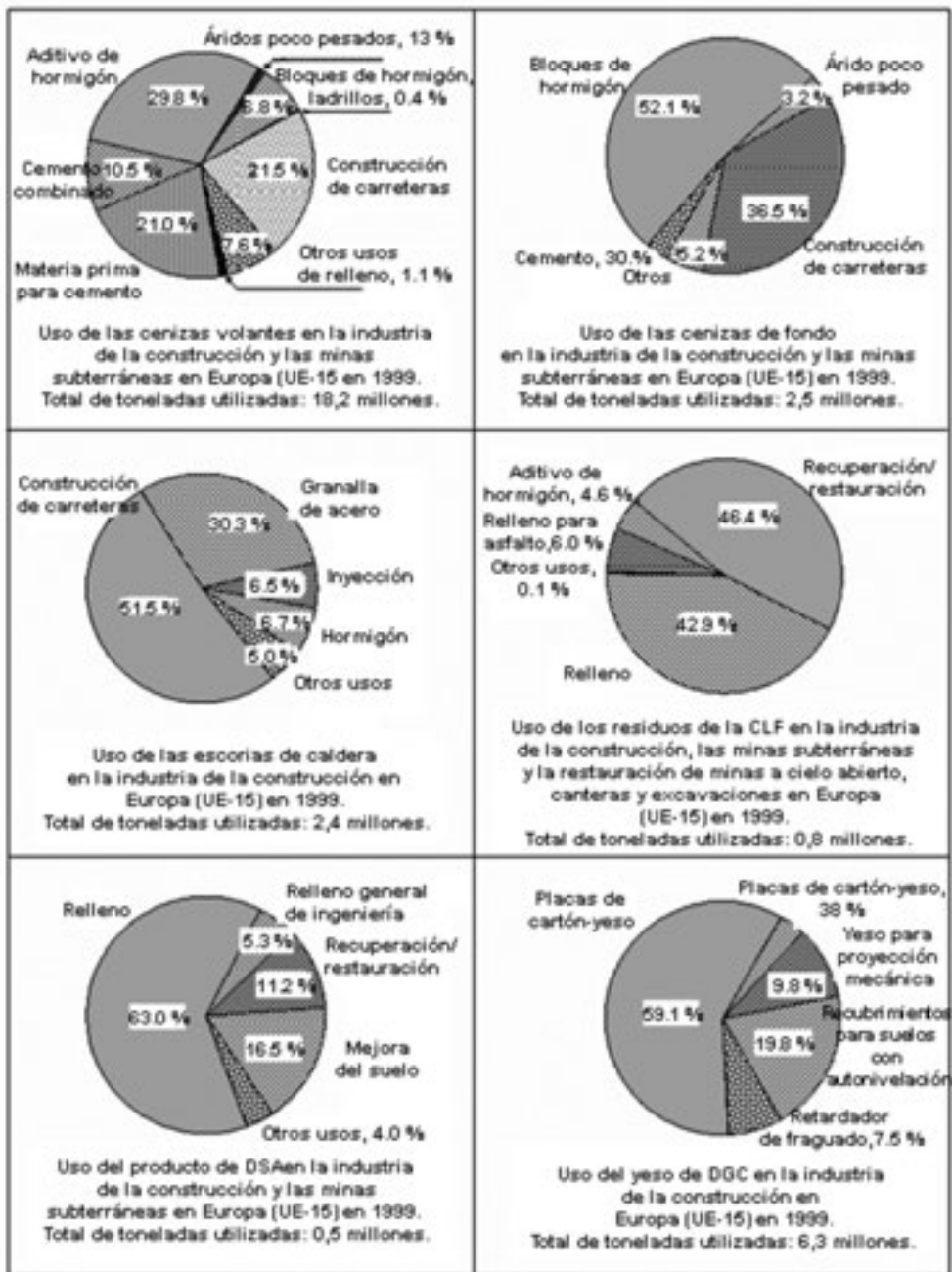


Tabla 4.54: Aporte y generación de metales en las centrales de combustión alimentadas con carbón (estos datos deben considerarse ejemplos, ya que pueden variar enormemente dependiendo del tipo de carbón utilizado y de la instalación) [64, UBA, 2000]

	Aporte (%)		Generación (%)				
	Carbón	Creta CaCO ₃	Cenizas volantes	Cenizas gruesas	Yeso	Gas depu- rado	Particu- las (emit.)
Arsénico	100,0	0,0	99,1	0,4	0,4	<0,1	<0,1
Cadmio	100,0	0,0	95,5	0,0	0,4	4,1	0,0
Cromo	99,6	0,4	91,2	5,1	3,6	0,1	0,0
Cobre	98,9	1,1	94,3	3,6	0,8	1,4	<0,1
Plomo	99,6	0,4	98,0	1,1	0,4	0,5	<0,1
Mercurio	99,1	0,9	50,2	0,0	5,0	44,8	0,0
Níquel	97,3	2,7	88,7	10,8	0,2	0,1	0,2
Selenio	100,0	0,0	51,7	0,6	27,9	16,4	3,4
Vanadio	99,7	0,3	97,8	1,8	0,3	0,0	0,1
Cinc	99,5	0,5	97,7	0,8	0,6	0,8	<0,1

Nota: generación obtenida a partir del 100% de aporte de elemento metálico y creta en relación con la generación.

4.3.7 Emisión de ruido

La información relativa a la contaminación acústica en general se puede consultar en el apartado 3.12.

4.4 Técnicas que se deben tomar en consideración para determinar las MTD para la combustión del carbón y el lignito

Este apartado presenta las técnicas que se deben tener en cuenta a la hora de determinar las MTD para prevenir o reducir las emisiones y aumentar la eficiencia térmica de una instalación. Todas las técnicas que se incluyen están disponibles desde un punto de vista técnico y comercial. En este capítulo, estas técnicas sólo se describen de forma general. Sin embargo, la mayoría de las técnicas se explican con mayor detalle en el capítulo 3, y en el apartado 4.2 se incluyen algunos ejemplos para mostrar el rendimiento ambiental detallado de determinadas técnicas cuando se aplican en una situación real. En principio, las técnicas generales que se explican en el capítulo 3 también se pueden aplicar, en su mayor parte, a

la combustión de carbón y lignito y, en general, deben considerarse técnicas a tener en cuenta para determinar las MTD. En el capítulo 3 se incluyen descripciones más detalladas.

Para evitar las repeticiones en el documento, consulte el apartado 3.15 sobre sistemas de gestión ambiental.

4.4.1 Técnicas para la descarga, el almacenamiento y la manipulación del combustible

Tabla 4.55: Técnicas a tener en cuenta para la descarga, el almacenamiento y la manipulación del combustible

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Notas
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Transporte y manipulación del carbón y el lignito							
Cintas transportadoras cerradas con sistema de control de partículas	Reducción de las emisiones de polvo fugitivo	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	Depende del contenido de agua
Cintas transportadoras con parabrisas	Reducción de las emisiones de polvo fugitivo	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	
Equipo de descarga con altura ajustable	Reducción de las emisiones de polvo fugitivo	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	
Dispositivos de limpieza para las cintas transportadoras	Reducción de las emisiones de polvo fugitivo	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	Depende del contenido de agua
Almacenamiento cerrado de cal/caliza en silos con sistemas de control de partículas	Reducción de partículas finas	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	
Almacenamiento de carbón, lignito y aditivos							
Sistemas de pulverización de agua	Reducción de las emisiones de polvo fugitivo	Posible	Posible	Alta	Contaminación del agua	Costes del agua de pulverización y la captura del agua de los sumideros	

Tabla 4.55: Técnicas a tener en cuenta para la descarga, el almacenamiento y la manipulación del combustible
(*continuación*)

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Notas
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Superficies selladas provistas de desagües	Prevención de la contaminación del suelo y las aguas subterráneas	Posible	Posible	Alta	Ninguno	Costes del tratamiento de las aguas residuales	Las aguas de desagüe se deben tratar en un estanque de sedimentación
Parabrisas	Reducción de las emisiones de polvo fugitivo	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	
Almacenamiento de amoniaco puro licuado		Posible	Posible	Alta	Elevado riesgo para la seguridad	Elevados costes de inversión y funcionamiento	
Almacenamiento de amoniaco en forma de solución acuosa de amoniaco		Posible	Posible	Alta	Menos riesgo para la seguridad que el almacenamiento de amoniaco licuado presurizado	No disponible	Mayor seguridad

4.4.2 Técnicas de pretratamiento del combustible

Tabla 4.56: Técnicas a tener en cuenta para el pretratamiento del combustible

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Asp. económicos	Notas
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Cambio de combustible	Mejor perfil ecológico del combustible (bajo contenido en azufre y cenizas)	No se utiliza	Depende de las características de la caldera	Alta	La reducción de las impurezas en el carbón produce menos emisiones. El bajo contenido de cenizas supone una reducción de las emisiones de partículas y menos residuos sólidos para la posterior utilización/eliminación	El precio del combustible puede ser más elevado	Las posibilidades de cambio de combustible están limitadas por contratos de suministro a largo plazo o la completa dependencia de minas locales
Operaciones de mezclado del carbón	Se evitan las altas emisiones puntuales	Posible	Posible	Alta	Funcionamiento estable		
Limpieza del carbón	Reducción de las impurezas lixiviables	Posible	Posible	Alta	La reducción de las impurezas del carbón comporta menos emisiones	Coste adicional de la instalación de limpieza del carbón	Normalmente, la limpieza del carbón se lleva a cabo directamente en el lugar de extracción
Presecado del lignito	Aumento de la eficiencia en 3 – 5 puntos porcentuales, aproximadamente	Posible	Posible	Poca experiencia debido a que sólo se ha utilizado en centrales piloto	Mayor eficiencia	Coste adicionales de los secadores de lignito	Todavía no se han creado secadores de lignito de grandes dimensiones

Tabla 4.56: Técnicas a tener en cuenta para el pretratamiento del combustible

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Asp. económicos	Notas
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Gasificación del carbón	Aumento de la eficiencia de la central y reducción de los niveles de emisión, especialmente, de NO _x	Posible, pero hasta hoy sólo se ha utilizado en centrales de demostración	No es posible	Sólo se ha utilizado en centrales de demostración		No disponible para funcionamiento normal	A medio plazo, la gasificación puede representar una alternativa viable a la combustión convencional, especialmente, debido a la eficiencia eléctrica prevista de 51 – 55%.

4.4.3 Técnicas para aumentar la eficiencia y la utilización del combustible

Tabla 4.57: Técnicas a tener en cuenta para aumentar la eficiencia y la utilización del combustible

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Rentabilidad	Notas
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Optimización energética de los equipos de las centrales							
Cogeneración de electricidad y calor	Mayor utilización del combustible	Posible	Muy limitada	Alta			Depende de las demandas específicas de carga térmica del lugar
Cambio de los álabes de la turbina	Mayor eficiencia	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	Los álabes de la turbina de vapor se pueden cambiar por álabes tridimensionales durante las operaciones de mantenimiento regular
Uso de materiales avanzados para alcanzar unos parámetros elevados en el vapor	Mayor eficiencia	Posible	No es posible	En práctica en centrales nuevas	Ninguno	No disponible	El uso de materiales avanzados permiten operar con vapor a una presión de 300 bar y una temperatura 600 °C
Parámetros de vapor supercríticos	Mayor eficiencia	Posible	No es posible	En práctica en centrales nuevas	Ninguno	No disponible	
Doble recalentamiento	Mayor eficiencia	Posible	No es posible	En práctica sobre todo en centrales nuevas	Ninguno	No disponible	
Calentamiento del agua de alimentación regenerativa	Mayor eficiencia	Posible	No es posible	En práctica en centrales nuevas y algunas centrales existentes	Ninguno	No disponible	Las nuevas centrales utilizan hasta 10 fases, con una temperatura del agua de alimentación de unos 300 °C

Tabla 4.57: Técnicas a tener en cuenta para aumentar la eficiencia y la utilización del combustible (continuación)

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Rentabilidad	Notas
		Centrales nuevas	Modernizaciones				
Optimización energética de los equipos de las centrales							
Sistemas de control avanzados informatizados	Mayor eficiencia, aumento del rendimiento de la caldera y reducción de las emisiones	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	
Uso del contenido calorífico del gas de combustión para la calefacción urbana	Mayor utilización del combustible	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	La temperatura del agua de refrigeración alcanza la mínima temperatura posible

Tabla 4.58: Técnicas a tener en cuenta para aumentar la eficiencia

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Notas
		Centrales nuevas	Modernizaciones				
Parámetros de combustión a optimizar							
Bajo exceso de aire	Mayor eficiencia y menos emisiones de NO _x y N ₂ O	Posible	Posible	Alta	No	No disponible	Puede aumentar el riesgo de averías en las tuberías y la cantidad de combustible sin quemar
Reducción de las temperaturas del gas de escape	Mayor eficiencia	Posible	Posible	Alta	Corrosión, atascos en el calentador de aire	No disponible	La temperatura del gas de escape debería estar entre 10 °C y 20 °C por encima del punto de rocío ácido. El calor adicional se puede utilizar sólo como calor secundario

Tabla 4.58: Técnicas a tener en cuenta para aumentar la eficiencia (continuación)

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Notas
		Centrales nuevas	Moderizadas				
Reducción de la cantidad de carbono sin quemar en las cenizas	Mayor eficiencia	Posible	Posible	Alta	La reducción de las emisiones de NO _x comporta un aumento del carbono sin quemar en las cenizas	No disponible	Hay que optimizar las emisiones de NO _x y la cantidad de carbono sin quemar en las cenizas, pero el contaminante más importante son los NO _x
Reducción de la concentración de CO en el gas de combustión	Mayor eficiencia	Posible	Posible	Alta	La reducción de las emisiones de NO _x comporta un aumento del nivel de CO	No disponible	Hay que optimizar las emisiones de NO _x y CO, pero el contaminante más importante son los NO _x
Limpieza y eliminación del gas de combustión							
Eliminación a través de la torre de refrigeración	El recalentamiento del gas de combustión después de la DGC no resulta necesario	Posible	Posible	Alta	No es necesario disponer de una chimenea	La construcción y el mantenimiento de una chimenea no implican ningún coste adicional	La viabilidad de la eliminación a través de la torre de refrigeración se debe analizar caso por caso (disponibilidad, ubicación y materiales de construcción de la torre de refrigeración)
Técnica de chimenea húmeda		Posible	Posible	Alta	Penacho		
Sistema de refrigeración							
Varias técnicas							Véase el BREF sobre técnicas de refrigeración

4.4.4 Técnicas para prevenir y controlar las emisiones de partículas y de metales pesados unidos a las partículas

Tabla 4.59: Técnicas a tener en cuenta para prevenir y controlar las emisiones de partículas y metales pesados

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Notas
		Centrales nuevas	Modernizaciones				
PE	Reducción de las emisiones de partículas. La eliminación de los metales pesados y el Hg es un efecto secundario positivo	Posible	Posible	Alta	Ninguno	Los costes varían de 13 a 60 euros por kW. Estas cifras no incluyen los costes de inversión de los sistemas de manipulación y transporte de las cenizas capturadas, que en el caso del lignito con un alto contenido en cenizas, son bastante elevados	Los PE son la solución más económica, especialmente en centrales de grandes dimensiones. El mercurio que contiene las partículas se acopla a los sólidos y, de esta forma, se puede capturar fácilmente con un PE. Con carbones subbituminosos y lignitos, el índice de eliminación del Hg es reducido, debido a la alta alcalinidad de las cenizas volantes y al bajo nivel de HCl de los gases de combustión
Filtro de tela	Reducción de las emisiones de partículas, especialmente, partículas finas (PM 2,5 y PM 10). La eliminación de los metales pesados y el Hg es un efecto secundario positivo	Posible	Posible	Alta	La eficiencia de la central se reduce 0,1 puntos porcentuales	Los costes de funcionamiento y mantenimiento son más elevados que los de los PE	En las centrales de combustión alimentadas con carbón, los filtros de tela se utilizan, sobre todo, después de las técnicas secas o semisecas para reducir las emisiones de SO ₂ . El mercurio que contienen las partículas se acopla a los sólidos y, de esta forma, se puede capturar fácilmente con un FT. Con carbones subbituminosos y lignitos, el índice de eliminación del Hg es reducido, debido a la alta alcalinidad de las cenizas volantes y al bajo nivel de HCl de los gases de combustión

Tabla 4.59: Técnicas a tener en cuenta para prevenir y controlar las emisiones de partículas y metales pesados (continuación)

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Notas
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Ciclones	Reducción de las emisiones de partículas	Posible	Posible	Alta	Reducción muy limitada de las partículas finas	Bajo coste de inversión	Los ciclones mecánicos sólo se pueden utilizar como sistemas previos a otras técnicas de eliminación de partículas, como los PE o FT
Inyección de carbón activo en la DGC	Reducción de las emisiones de Hg	Posible	Posible	Limitada		La inyección de carbón activo en la DGC comporta unos costes de inversión y de funcionamiento reducidos	Todavía no se sabe si la inyección de carbón activo en la DGC puede aumentar el contenido de Hg en el yeso

4.4.5 Técnicas para la prevención y el control de las emisiones de SO₂

Tabla 4.60: Técnicas a tener en cuenta para prevenir y controlar las emisiones de SO₂

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspec. económicos	Notas
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Medidas primarias							
Utilización de combustible con un bajo contenido de azufre	Reducción de las emisiones de SO ₂ en el punto de origen	Posible	Posible	Alta	Posible aumento de las emisiones de partículas y NO _X	Depende del combustible	Posible aumento de las emisiones de partículas y NO _X
Caldera de CLF	Reducción de las emisiones de SO ₂ y NO _X	Posible	Muy limitada	Alta	Aumento de las emisiones de N ₂ O	Según la central	

Tabla 4.61: Técnicas a tener en cuenta para prevenir y controlar las emisiones de SO₂

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspec. económicos.	Notas
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Medidas secundarias							
Depuración húmeda con cal/caliza y producción de yeso	Reducción de las emisiones de SO ₂ , HF, HCl, partículas, Hg y Se. La aplicación de la DGC en centrales existentes proporciona beneficios adicionales de control de partículas finas y Hg	Posible	Alta	Según el origen de la cal, las emisiones de As, Cd, Pb y Zn podrían ser ligeramente más elevadas. Aumento de las emisiones de CO ₂ . Emisión de aguas residuales.	Depende de la central	Depende de la central	Debido a los elevados costes de los sistemas de depuración húmeda, esta técnica resulta una solución más económica, en especial, para centrales de grandes dimensiones. Los lavadores húmedos existentes se pueden mejorar optimizando la configuración del flujo en el absorbedor. Los compuestos de Hg ₂ + gaseoso del gas de combustión pueden ser muy solubles o muy poco solubles y, normalmente, las especies más solubles se pueden capturar con lavadores de DGC húmeda

Tabla 4.61: Técnicas a tener en cuenta para prevenir y controlar las emisiones de SO₂ (continuación)

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspec. econ.	Notas
		Centrales nuevas	Moder- nizadas				
Medidas secundarias							
Depuración con agua marina	Reducción de las emisiones de SO ₂ , HF, HCl, partículas y Se. La aplicación de DGC en centrales existentes proporciona beneficios adicionales de control de partículas finas y Hg	Posible	Posible	Alta	El nivel de pH cerca de la zona de vertido de las aguas residuales tiende a disminuir. Se emiten metales pesados y cenizas restantes al entorno marino	Depende de la central	Debido al impacto de contaminación del medio marino, el uso de un lavador de agua marina depende en gran medida de la situación de la central. Los compuestos de Hg ₂ + gaseoso del gas de combustión pueden ser muy solubles o muy poco solubles y, normalmente, las especies más solubles se pueden capturar con lavadores de DGC húmeda
Otros tipos de depuración húmeda	Reducción de las emisiones de SO ₂	Posible, aunque raramente se utiliza en centrales nuevas	Depende de la central	Muy limitada	Depende de la técnica	No disponible	La eliminación de otros compuestos depende de la técnica concreta
Depuración seca por pulverización	Reducción de las emisiones de SO ₂ , HF, HCl, partículas y Se. La aplicación de DGC en centrales existentes proporciona beneficios adicionales de control de partículas finas y Hg	Posible	Posible	Alta	Residuos que se tienen que depositar en un vertedero. Reducción de la eficiencia global de la central	Depende de la central	Los compuestos de Hg ₂ + gaseoso del gas de combustión se suelen capturar con lavadores de DGC seca por pulverización en combinación, generalmente, con FT
Inyección de sorbente	Reducción de las emisiones de SO ₂ , HF, HCl y partículas	Posible	Posible	Alta	Residuos que se tienen que depositar en un vertedero	No disponible	
Otras	Reducción de las emisiones de SO ₂ y, si se emplea una técnica combinada, reducción de las emisiones de NO _x	Posible, aunque raramente se utiliza en centrales nuevas	Depende de cada central	Muy limitada			La reducción de las emisiones de otros contaminantes depende de la técnica en concreto

4.4.6 Técnicas para prevenir y controlar las emisiones de NO_x y N₂O

Tabla 4.62: Técnicas a tener en cuenta para prevenir y controlar las emisiones de NO_x y N₂O

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspec. económicos.	Notas
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Medidas primarias							
Reducción del exceso de aire	Reducción de las emisiones de NO _x y N ₂ O y una mayor eficiencia	Posible	Posible	Alta	Tendencia a provocar un aumento del carbono sin quemar en las cenizas. Un menor exceso de aire tiende a aumentar los niveles de CO y HC	Depende de la central	Riesgo de corrosión de las tuberías y las paredes
Aire por fases (OFA, BBF y BOOS)		Posible	Posible	Alta	Tendencia a provocar un aumento del carbono sin quemar en las cenizas	Depende de la central	
Recirculación del gas de combustión		Posible	Posible	Alta		Depende de la central	En centrales existentes, la aplicabilidad dependerá de cada central
Quemadores de baja emisión de NO _x	Reducción de las emisiones de NO _x	Posible	Posible	Alta	Tendencia a provocar un aumento del carbono sin quemar en las cenizas		En centrales existentes, la aplicabilidad dependerá de cada central. A menudo se aplica junto con la recirculación del gas de combustión y aire por fases
Recombustión	Reducción de las emisiones de NO _x	Posible	Posible	Alta		Depende de la central	En centrales existentes, la aplicabilidad dependerá de cada central. Las restricciones de espacio la convierten en una técnica más apropiada para centrales nuevas que para la modernización de centrales existentes

Tabla 4.62: Técnicas a tener en cuenta para prevenir y controlar las emisiones de NO_x y N_2O (continuación)

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspec. econ.	Notas
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Medidas para reducir las emisiones de N_2O en calderas de CLF							
Reducción del exceso de aire	Reducción de las emisiones de N_2O	Posible	Posible	Alta	Aumento de las emisiones de CO	Depende de la central	
Aumento de la temperatura del lecho fluidizado	Reducción de las emisiones de N_2O	Posible	Posible	Etapa experimental	Aumento de las emisiones de NO_x y SO_2	No disponible	Riesgo de corrosión
Uso de material catalítico en la caldera, como MgO o CaO	Reducción de las emisiones de N_2O	Posible	Posible	Etapa experimental		No disponible	
Aumento de la temperatura del gas de combustión	Reducción de las emisiones de N_2O	Posible	Posible	Centrales piloto		No disponible	

Tabla 4.63: Técnicas a tener en cuenta para prevenir y controlar las emisiones de NO_x y N_2O

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspec. económico	Notas
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Medidas secundarias							
Reducción no catalítica selectiva (RNCS)	Reducción de los NO_x , aunque el índice de reducción es mucho menor que con RCS	Posible	Posible	Alta	Escape de amoniaco	Depende de la central	La variación de temperatura es muy reducida y es un sistema sensible a las variaciones de carga. Por estos motivos, la aplicación de esta técnica es muy limitada en GIC con CCP y limitada en sistemas de CLFC
Reducción catalítica selectiva (RCS)	Reducción de los NO_x	Posible	Posible	Alta	Escape de amoniaco	Depende de la central	Hasta el momento, la RCS sólo se ha utilizado en centrales alimentadas con carbón
Reducción autocatalítica selectiva (RACS)							Nueva técnica para reducir las emisiones de NO_x , que ya se utiliza en demostraciones a escala real
Técnicas combinadas	Reducción de los NO_x y el SO_2	Posible, aunque raramente se aplica en centrales nuevas	Posible, aunque raramente se aplica	Muy limitada	Depende del proceso en concreto	No disponible	Las técnicas combinadas representan una pequeña cuota de mercado comparado con las técnicas de RCS

4.4.7 Técnicas para prevenir y controlar la contaminación del agua

Tabla 4.64: Técnicas a tener en cuenta para prevenir y controlar la contaminación del agua

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos econ.	Notas
		Centrales nuevas	Modernizadas				
DGC húmeda							
Tratamiento del agua mediante flocculación, sedimentación y neutralización	Eliminación de fluoruro, metales pesados, DQO y partículas	Posible	Posible	Alta	Añadir los lodos al carbón para redistribuirlos en las cenizas volantes y el yeso de la DGC o reutilizarlos como material de relleno en la industria minera	Depende de la central	Para añadir lodos al carbón y reutilizarlos en el proceso interno de DGC, es necesario realizar una evaluación caso por caso
Reducción del amoniaco con extracción de aire, precipitación o biodegradación	Reducción del contenido de amoniaco	Sólo se puede aplicar si el contenido de amoniaco de las aguas residuales es elevado, debido a la RCS/RNCS		Alta		Depende de la central	
Funcionamiento en circuito cerrado	Reducción de los vertidos de aguas residuales	Posible	Posible	Alta		Depende de la central	
Mezcla de las aguas residuales con las cenizas de carbón	Se evitan los vertidos de aguas residuales	Posible	Posible	Alta	El material estabilizado se puede utilizar como relleno en las minas a cielo abierto	Depende de la central	
Limpieza y transporte de escorias							
Circuito cerrado de agua con filtración o sedimentación	Reducción de los vertidos de aguas residuales	Posible	Posible	Alta		Depende de la central	

Tabla 4.64: Técnicas a tener en cuenta para prevenir y controlar la contaminación del agua (*continuación*)

Técnica	Beneficio ambiental	Aplicabilidad		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspec. económicos	Notas
		Centrales nuevas	Modernizaciones				
Regeneración de desmineralizadores y sistemas de tratamiento del condensado							
Neutralización y sedimentación	Reducción de los vertidos de aguas residuales	Posible	Posible	Alta	Lodos que se deben deshidratar antes de su eliminación	Depende de la central	
Decantación							
Neutralización		Sólo en caso de funcionamiento alcalino	Alta		Depende de la central		
Limpieza de las calderas, el calentador de aire y el precipitador							
Neutralización y funcionamiento en circuito cerrado o métodos de depuración seca	Reducción de los vertidos de aguas residuales	Posible	Posible	Alta		Depende de la central	
Escorrentías superficiales							
Sedimentación o tratamiento químico y reutilización interna	Reducción de los vertidos de aguas residuales	Posible	Posible	Alta		Depende de la central	

4.5 Mejores técnicas disponibles (MTD) para la combustión de carbón y lignito

4.5.1 Introducción

Para entender este apartado es importante haber leído el prefacio del documento y, en particular, el quinto apartado: «Cómo entender y utilizar el presente documento». Las técnicas y los consiguientes niveles o variación de niveles de emisión o consumo que se incluyen en este apartado se han evaluado mediante un proceso iterativo con especial atención a los siguientes puntos:

- determinar las principales cuestiones ambientales del sector: las emisiones a la atmósfera y el agua, la eficiencia térmica y los residuos de combustión;
- estudiar las técnicas más relevantes para combatir estas cuestiones;
- determinar los mejores niveles de rendimiento ambiental según la información disponible recabada en la UE y en todo el mundo;
- analizar las condiciones que permiten alcanzar estos niveles de rendimiento, como los costes, los efectos cruzados o los motivos principales para la aplicación de estas técnicas;
- seleccionar las mejores técnicas disponibles (MTD) y determinar los resultantes niveles de emisión o consumo del sector en general, de acuerdo con el apartado 11 del artículo 2 y el anexo IV de la Directiva.

La opinión experta de la Oficina Europea para la Prevención y el Control Integrados de la Contaminación (IPPC) y del grupo de trabajo técnico pertinente han contribuido en gran manera en los puntos anteriores y en la información que se presenta en este apartado.

De acuerdo con este análisis, las técnicas y, en la medida de lo posible, los niveles de emisión y de consumo relacionados con el uso de las MTD que se presentan en este apartado se consideran adecuadas para el sector en su conjunto, y en muchos casos reflejan el rendimiento actual de algunas instalaciones del sector. Los niveles de emisión o de consumo asociados a las MTD deben entenderse como niveles que representan el rendimiento ambiental que se podría obtener como resultado de la aplicación, en este sector, de las técnicas descritas en el documento, teniendo en cuenta el equilibrio entre costes y ventajas que se incluye en la definición de MTD. Sin embargo, no se trata de niveles límite de emisión ni de consumo y no deberían interpretarse como tales. En algunos casos, puede resultar técnicamente posible conseguir unos niveles mejores de emisión o consumo pero, debido a los costes que acarrea el sistema necesario o a los efectos cruzados de la técnica, no se consideran MTD para el sector en su conjunto. No obstante, estos niveles podrían estar justificados en casos más específicos y con motivos especiales.

Los niveles de emisión y consumo asociados con el uso de las MTD deben contemplarse globalmente, con cualquier condición de referencia (por ejemplo, periodos medios).

El concepto «niveles asociados con el uso de las MTD» que se describe en los párrafos anteriores se debe distinguir del concepto «niveles que se pueden conseguir» utilizando una técnica o una combinación de técnicas determinadas, que hace referencia a los niveles que se prevé obtener durante un periodo de tiempo considerable en una instalación que disponga del mantenimiento apropiado y se explote adecuadamente o en procesos que empleen dichas técnicas.

Cuando hay información disponible sobre los costes, los datos se presentan junto con la descripción de las técnicas descritas en apartados anteriores y, de esta forma, se puede obtener una idea general de la magnitud de los costes que comporta cada técnica. Sin embargo, la inversión real necesaria para aplicar una técnica dependerá en gran medida de factores específicos relacionados, por ejemplo, con los impuestos, las tasas y las características técnicas relativas a cada instalación. Estos factores varían según el caso y no se pueden evaluar por completo en este documento. Si no hay información disponible sobre los costes, las conclusiones sobre la viabilidad económica de las técnicas se extraen a partir de la observación de instalaciones existentes.

Las MTD generales que se incluyen en este apartado pretenden servir de punto de referencia para evaluar el funcionamiento actual de una central existente o sopesar una propuesta para una instalación nueva y, con ello, contribuir a determinar las condiciones adecuadas según las MTD para la instalación o bien a establecer normas vinculantes generales con arreglo al apartado 8 del artículo 9. Es posible que las nuevas instalaciones se puedan diseñar de manera que el rendimiento obtenido sea igual o mejor que los niveles descritos como MTD. Asimismo, las instalaciones existentes deberían acercarse a los niveles asociados con las MDT o mejorarlos, según la aplicabilidad técnica y económica de las técnicas en cada caso en particular.

Los documentos BREF no son estándares legalmente vinculantes, pero, sin embargo, representan una manera de proporcionar información orientativa para la industria, los Estados miembros y el público en general sobre los niveles de emisión y consumo que se pueden conseguir si se utilizan unas técnicas concretas. Los valores límite adecuados para cada caso específico se deberán establecer tomando en consideración los objetivos de la Directiva IPPC y los factores locales.

Para evitar las repeticiones en este documento, se puede consultar información más detallada en el apartado 3.15.1 sobre las MTD para los sistemas de gestión ambiental.

4.5.2 Descarga, almacenamiento y manipulación de combustibles y aditivos

Las MTD para prevenir las fugas durante la descarga, el almacenamiento y la manipulación del carbón y el lignito y de aditivos como la cal, la caliza, el amoníaco, etc. se resumen en la Tabla 4.65.

Tabla 4.65: MTD en materia de descarga, almacenamiento y manipulación de carbón, lignito y aditivos

Material	Contaminante	MTD
Carbón y lignito	Partículas	<ul style="list-style-type: none"> • utilizar equipos de carga y descarga que reduzcan la altura de caída del combustible con el fin de disminuir la generación de polvo fugitivo • en países donde no hiela, utilizar sistemas de rociado con agua para reducir la formación de polvo fugitivo en el almacenamiento • cubrir las reservas de coque de petróleo para evitar las emisiones de polvo fugitivo • cubrir mediante replantación vegetal las zonas de almacenamiento a largo plazo para evitar las emisiones de polvo fugitivo y las pérdidas de combustible ocasionadas con la corrosión por el contacto con el oxígeno del aire • transportar el lignito, en cintas transportadoras o en tren, directamente desde la mina hasta la zona de almacenamiento de la central • instalar las cintas transportadoras en zonas seguras, abiertas y en la superficie, de forma que se eviten los daños causados por vehículos u otros equipos • utilizar dispositivos de limpieza en las cintas transportadoras para reducir al mínimo las emisiones de polvo fugitivo • utilizar cintas transportadoras cerradas y provistas de dispositivos sólidos y bien concebidos de extracción y filtración en los puntos de conexión para evitar la emisión de polvo • racionalizar los sistemas de transporte con el fin de reducir la generación y el transporte de polvo en las instalaciones • adoptar buenas prácticas en las actividades de concepción y construcción, así como en el mantenimiento.
	Contaminación del agua	<ul style="list-style-type: none"> • el almacenamiento debe hacerse en superficies selladas, provistas de desagües y de recogida y tratamiento del agua mediante decantación • en zonas de almacenamiento de carbón y lignito, recoger la escorrentía superficial (agua de lluvia) que pudiera arrastrar restos de combustible, y tratarla (mediante decantación) antes de su vertido.
	Prevención de incendios	<ul style="list-style-type: none"> • supervisar las zonas de almacenamiento de carbón y lignito mediante sistemas automáticos de detección de incendios causados por autoinflamación, y determinar los puntos de riesgo.
Cal y caliza	Partículas	<ul style="list-style-type: none"> • utilizar cintas transportadoras cerradas, sistemas de transporte neumáticos y silos provistos de dispositivos sólidos y bien concebidos de extracción y filtración en los puntos de suministro y transferencia a las cintas transportadoras para evitar la emisión de polvo.
Amoníaco puro licuado	Salud y seguridad en relación con el amoníaco	<ul style="list-style-type: none"> • para manejar y almacenar amoníaco licuado puro: los depósitos a presión para amoníaco licuado puro >100 m³ deberán construirse bajo tierra y con doble pared; los depósitos de 100 m³ o menos deberán contar en su fabricación con técnicas de recocido • desde el punto de vista de la seguridad, el uso de soluciones de amoníaco en agua es menos peligroso que el almacenamiento y la manipulación de amoníaco licuado puro.

4.5.3 Pretratamiento del combustible

El pretratamiento del carbón y el lignito, que consiste fundamentalmente en operaciones de mezclado destinadas a garantizar unas condiciones de combustión estables y reducir las emisiones punta, se considera parte de las MTD. Asimismo, el cambio de un carbón a otro que ofrezca un perfil más ecológico también se puede considerar MTD.

4.5.4 Combustión

Las MTD relativas a los procesos de combustión del carbón y el lignito son la combustión de carbón pulverizado (CCP), la combustión en lecho fluidizado (CLFC y CLFB), la combustión en lecho fluidizado a presión (CLFP) y la combustión en parrilla, tanto en centrales nuevas como antiguas. La combustión en parrilla sólo debería emplearse en centrales nuevas con una potencia térmica nominal inferior a 100 MW.

Cuando se diseñan calderas nuevas o se elaboran proyectos de modernización de instalaciones antiguas, los sistemas mencionados en el párrafo anterior se consideran MTD que permiten alcanzar un alto nivel de eficiencia en la caldera y que incluyen medidas primarias para reducir las emisiones de NO_x , como aire y combustible por fases, quemadores avanzados con baja emisión de NO_x o recombustión, etc. El uso de sistemas de control avanzados informatizados para aumentar el rendimiento de la caldera con unas mejores condiciones de combustión que favorezcan la reducción de emisiones también se considera MTD.

4.5.5 Eficiencia térmica

Actualmente, las MTD para reducir los gases de efecto invernadero y en especial, el CO_2 de las centrales de combustión que utilizan carbón y lignito son las técnicas y medidas operativas que permiten aumentar la eficiencia térmica. Las medidas secundarias para capturar y eliminar el CO_2 se describen en el anexo 10.2 de este documento y todavía se encuentran en fase de desarrollo. Estas técnicas podrían estar disponibles en un futuro, pero hoy en día todavía no pueden considerarse MTD.

La eficiencia energética de las centrales se calcula a partir del consumo específico de calor (energía que aporta el combustible/energía que produce la central energética) y la eficiencia de la central, que se calcula de manera contraria al consumo específico, es decir, energía que produce la central energética/energía que aporta el combustible. Para calcular la energía del combustible se utiliza el poder calorífico inferior. Se han construido centrales energéticas de condensación alimentadas con carbón y lignito que emplean sistemas de refrigeración directos con agua y utilizan unos parámetros del vapor ultra supercríticos, como el doble re-

calentamiento o materiales de última generación y alta temperatura, para aumentar la eficiencia y alcanzar un consumo específico de calor de 2,08 (48%).

La construcción de instalaciones de condensación altamente eficientes resulta muy costosa y, por lo tanto, no se consideran económicamente competitivas. Por ello, el consumo específico y el nivel de eficiencia que se obtiene si se aplican las MTD en centrales energéticas que utilicen carbón y lignito (combustión de carbón pulverizado o lignito en calderas de fondo seco o fondo húmedo) con sistemas de refrigeración directos con agua (con una capacidad superior a $300 \text{ MW}_{\text{th}}$) es de 2,3 a 2,2 (43 – 47%), utilizando unos parámetros del vapor supercríticos. Cuando no es posible utilizar un sistema de cogeneración de calor y electricidad, la eficiencia se puede mejorar aumentando los parámetros del vapor (vapor supercrítico).

Las eficiencias más elevadas sólo se obtienen con parámetros de vapor extremadamente altos en centrales de carga base. Las instalaciones con cargas punta y ciclos de encendido frecuentes deben emplear parámetros de vapor más bajos y, por lo tanto, proporcionan una eficiencia menor.

Las centrales de cogeneración de calor y energía son uno de los métodos técnica y económicamente más eficaces para aumentar la eficiencia energética (utilización del combustible) de un sistema de suministro de energía. Por lo tanto, la cogeneración se considera la MTD más importante para reducir la cantidad de CO_2 que se libera a la atmósfera por unidad de energía generada. Esta tecnología debería tomarse en consideración en el momento de construir una nueva central energética, siempre que sea económicamente factible, es decir, cuando la demanda local de calor sea suficientemente alta para justificar la construcción de una central de cogeneración en lugar de una simple central de electricidad o de calefacción, que resultan más económicas. La demanda de calor varía según la época del año y, por consiguiente, las centrales de cogeneración deben ser muy flexibles en cuanto a la proporción de calor por electricidad producida y obtener una alta eficiencia en situaciones de carga parcial. En este contexto, también hay que tener en cuenta las centrales que poseen turbinas de condensación con extracción de vapor, ya que alcanzan un nivel de eficiencia intermedio entre las centrales de cogeneración y las de condensación.

La eficiencia exergética (véase el apartado 2.7.5) que se obtiene en una central de cogeneración de calor y electricidad en condiciones de MTD se sitúa entre el 44% – 45%, que equivale a un consumo específico de entre 1,3 y 1,1 y una eficiencia energética (del combustible) del 75% – 90%, según las aplicaciones de la central. Si comparamos estos valores con el consumo específico y la eficiencia de centrales nuevas alimentadas con carbón y lignito que sólo emplean la condensación para producir electricidad (42% – 47% de eficiencia y 2,3 de consumo específico), el ahorro de combustible y, por lo tanto, la reducción del CO_2 generado es evidente.

Cabe recordar que estos niveles de MTD no se obtienen bajo todas las condiciones de funcionamiento. La eficiencia energética más elevada se registra con las condiciones previstas en el diseño de la central. Sin embargo, durante los periodos de funcionamiento las eficiencias energéticas pueden disminuir en función de la carga, la calidad del combustible, etc. Otros factores que inciden en la eficiencia energética son el sistema de refrigeración empleado, la ubicación geográfica de las instalaciones (véase la Tabla 2.3) y el consumo energético del sistema de depuración de los gases de combustión.

Para mejorar la eficiencia térmica de centrales energéticas existentes alimentadas con carbón y lignito, se pueden aplicar distintas técnicas de renovación y repotenciación. Las medidas técnicas que se describen en el apartado 3.2.6.1 deben considerarse MTD para mejorar la eficiencia de las centrales existentes. Se han obtenido unos resultados especialmente positivos con la repotenciación de calderas antiguas, en particular, en países en fase de transición.

En general, para aumentar la eficiencia deberán tenerse en cuenta las siguientes medidas:

- combustión: reducir al mínimo la pérdida de calor producida por los gases y elementos sin quemar en los residuos sólidos y los residuos de combustión;
- emplear vapor de presión media con el nivel máximo de temperatura y presión. El recalentamiento repetido del vapor mejora la eficiencia eléctrica neta;
- conseguir la máxima caída de presión en el extremo de presión baja de la turbina de vapor y la mínima temperatura del agua de refrigeración (refrigeración con agua dulce);
- minimizar la pérdida de calor a través del gas de combustión (uso del calor residual o calefacción urbana);
- minimizar la pérdida de calor a través de la escoria;
- minimizar la pérdida de calor aislando los sistemas de conducción y radiación;
- minimizar el consumo energético interno con las medidas adecuadas, por ejemplo, mediante la escorificación del evaporador, un aumento de la eficiencia de la bomba de alimentación de agua, etc.
- precalentar el agua de alimentación de la caldera con vapor;
- mejorar la geometría de los álabes de las turbinas.

En la en la Tabla 4.66 se resumen los niveles de eficiencia térmica obtenidos con la aplicación de las MTD consideradas adecuadas para aumentar la eficiencia térmica que se describen en el apartado 4.3.

Tabla 4.66: Niveles de eficiencia térmica relacionados con la aplicación de medidas consideradas MTD

Combustible	Téc. comb.	Eficiencia térmica de la unidad (neta) (%)	
		Centrales nuevas	Centrales existentes
Carbón y lignito	Cogeneración	75 – 90	75 – 90
Carbón	CCP (CFS y CFH)	43 – 47	El aumento de la eficiencia térmica depende de cada central, pero, en las centrales existentes que aplican las MTD se ha observado un nivel de 36%1 – 40% o un aumento de más de 3 puntos porcentuales.
	CLF	>41	
	CLFP	>42	
Lignito	CCP (CFS)	42 – 45	
	CLF	>40	
	CLFP	>42	
1	El sector industrial y un Estado miembro afirman que las eficiencias netas obtenidas en las centrales existentes después de una renovación general sólo alcanzan el 30% – 40%. Asimismo, alegan que el porcentaje depende de la central, las características del combustible y las condiciones climáticas, y que hay que tener en cuenta la pérdida de eficiencia debida al considerable consumo energético del equipo de control de emisiones (normalmente, añadido posteriormente a la instalación).		

4.5.6 Partículas

Para eliminar el polvo de los efluentes gaseosos de instalaciones de combustión nuevas y existentes alimentadas con carbón y lignito, se considera MTD la utilización de un precipitador electrostático (PE) o de un filtro de tela (FT); el filtro logra normalmente unos niveles de emisión inferiores a los 5 mg/Nm³. Además, la mayor eficiencia de eliminación de Hg se obtiene, normalmente, con sistemas de control de emisiones (por ejemplo, DGC + dispositivo de control de partículas) que utilizan filtros de tela.

La utilización de ciclones y colectores mecánicos por sí solos no se considera MTD, pero pueden utilizarse como pretratamiento de limpieza de los gases de combustión.

En la Tabla 4.67 figuran las conclusiones sobre MTD en materia de eliminación del polvo, así como los niveles de emisión asociados a ellas. Estos niveles tienen en cuenta la necesidad de eliminar las partículas finas (PM₁₀ y PM_{2,5}) y reducir las emisiones de metales pesados (en particular, la emisión de partículas que contengan Hg), ya que tienden a acumularse sobre todo en las partículas más finas. Tratándose de instalaciones de combustión de más de 100 MW_{th}, y especialmente

de más de 300 MW_{th}, los niveles de polvo son menores gracias a las técnicas de DGC, que se incluyen en las conclusiones sobre MTD en materia de desulfuración, pero que también reducen la emisión de partículas.

Los niveles de emisión asociados a las MTD se basan en valores diarios, en condiciones estándar, un nivel de O₂ del 6% y una situación de carga típica. En caso de carga punta, periodos de encendido y cierre o problemas de funcionamiento en los sistemas de limpieza de los gases de combustión, se deberán considerar valores puntuales más elevados.

Tabla 4.67: MTD para eliminar las partículas de los efluentes gaseosos de las centrales de combustión que utilizan carbón y lignito

Capacidad (MW _{th})	Nivel de emisión de polvo (mg/Nm ³)		MTD para obtener estos niveles	Supervisión	Aplicabilidad	Comentarios
	Centrales nuevas	Centrales existentes				
50 – 100	5 – 20 ⁽¹⁾	5 – 30 ⁽²⁾	PE o FT	Continua	Instalaciones nuevas y existentes	<ul style="list-style-type: none"> • el índice de reducción que se obtiene con el uso de PE es de 99,5% o más
100 – 300	5 – 20 ⁽³⁾	5 – 25 ⁽⁴⁾	PE o FT en combinación con DGC (húmeda, sa o iss) para la CCP; PE o FT para la CLFC	Continua	Instalaciones nuevas y existentes	<ul style="list-style-type: none"> • el índice de reducción que se obtiene con el uso de FT es de 99,95% o más
>300	5 – 10 ⁽⁵⁾ 5 – 20 ⁽⁵⁾	5 – 20 ⁽⁶⁾ 5 – 20 ⁽⁶⁾	PE o FT en combinación con DGC (húmeda) para la CCP; PE o FT para la CLFC	Continua	Instalaciones nuevas y existentes	<ul style="list-style-type: none"> • el índice de reducción que se obtiene con el uso de PE es de 99,5% o más • el índice de reducción que se obtiene con el uso de FT es de 99,95% o más • el uso de un lavador húmedo para la desulfuración de los gases de combustión también reduce la cantidad de partículas.

Notas:

PE (precipitador electrostático)

FT (filtro de tela)

DGC (húmeda) (desulfuración húmeda del gas de combustión)

DGC (sa) (desulfuración del gas de combustión con un secador atomizador)

DGC(iss) (desulfuración del gas de combustión con inyección de sorbente seco)

Si el gas sin depurar presenta concentraciones de polvo muy elevadas, como podría suceder cuando se utiliza lignito con un bajo poder calorífico como combustible, se consideran niveles asociados a las MTD un índice de reducción de 99,95% con PE y de 99,99% con filtros de tela, y no los niveles de concentración de partículas que se indican en esta tabla.

Tabla 4.67: MTD para eliminar las partículas de los efluentes gaseosos de las centrales de combustión que utilizan carbón y lignito (continuación)

1	La industria y un Estado miembro propusieron 10 – 50 mg/Nm ³
2	La industria y un Estado miembro propusieron 20 – 100 mg/Nm ³
3	La industria y un Estado miembro propusieron 10 – 30 mg/Nm ³
4	La industria y un Estado miembro propusieron 10 – 100 mg/Nm ³ para PE o FT, y 10 – 50 mg/Nm ³ para la combinación con DGC húmeda
5	La industria y un Estado miembro propusieron 10 – 30 mg/Nm ³
6	La industria y un Estado miembro propusieron 10 – 100 mg/Nm ³ para PE y FT, y 10 – 50 mg/Nm ³ para la combinación con DGC húmeda.
	El motivo fundamental que posee la industria para proponer los valores mencionados es que aspectos como las características del combustible, la resistividad de las cenizas, la concentración de SO ₂ en la toma de admisión del gas de combustión, que determina la necesidad de un sistema de DGC, la rentabilidad, así como los requisitos de una alta eficiencia neta de la unidad no se han tomado plenamente en consideración. Un Estado miembro respaldó el punto de vista de la industria y mantuvo que incluso con un alto nivel de eficiencia de los PE, los niveles de emisión de partículas obtenidos con la combustión de lignito de baja calidad, con un alto contenido de cenizas y cenizas con una elevada resistividad nunca podrán ser inferiores a los niveles propuestos para las centrales existentes que no necesitan DGC debido a la desulfuración natural.
1, 2	Un representante de la industria afirmó que, en las centrales alimentadas con carbón de 50 a 100 MW, es demasiado optimista querer alcanzar un nivel de emisiones de partículas por debajo de los 30 mg/Nm ³ , y que esta cifra no deja ningún margen para las emisiones durante el deterioro de las instalaciones en funcionamiento (especialmente con los FT) o la variación de captura (especialmente con los PE). Un nivel que aunque seguiría siendo muy exigente podría ser más factible sería 50 mg/Nm ³ .
5,6	Según uno de los Estados miembros, el nivel asociado con las MTD debería ser 10 – 50 mg/Nm ³ , ya que estos niveles se adecuan a los niveles límite de emisión del Estado miembro. Los sistemas de reducción de emisiones se han instalado con el objetivo de respetar estos límites. En cuanto a las centrales energéticas nuevas, el Estado miembro en cuestión dispone de un programa de centrales alimentadas con carbón donde el nivel de emisiones de partículas previsto es de 20 mg/Nm ³ .

4.5.7 Metales pesados

El contenido mineral de los combustibles puede incluir distintas sustancias, que varían según el origen del combustible. Todos los combustibles sólidos, como el carbón y el lignito, poseen cierto porcentaje de elementos traza, como metales pesados. El comportamiento de los metales pesados en el proceso de combustión incluye complejos procesos físico-químicos. En general, la mayoría de metales pesados se evaporan en el proceso de combustión y, en una fase posterior del proceso, se condensan en la superficie de la materia particulada (por ejemplo, cenizas volantes). A la temperatura habitual de funcionamiento de los dispositivos de control de la contaminación la mayoría de metales pesados posee una presión de vapor suficientemente baja para condensarse y adherirse a la materia particulada. Por lo tanto, las MTD para reducir las emisiones de metales pesados del gas de combustión de las centrales alimentadas con carbón y lignito consisten en utilizar un PE (índice de reducción >99,5%) o un filtro de mangas (índice de reducción de >99,95%).

El mercurio posee una elevada presión de vapor a la temperatura habitual de funcionamiento de los dispositivos de control, y su captura con dispositivos de control de partículas ofrece resultados muy variables. Los lavadores secos atomizadores de DGC y los lavadores con cal/caliza se consideran MTD para la reducción de SO_2 en grandes instalaciones de combustión y, además, permiten obtener unos niveles reducidos de Hg.

A la hora de reducir y limitar las emisiones de Hg, hay que tener en cuenta que los carbones de alta calidad presentan unos niveles comparativamente bajos de Hg y que los niveles de eliminación más elevados se suelen obtener con sistemas de control de emisiones que emplean filtros de tela y PE. Los PE de alta eficiencia proporcionan un elevado índice de eliminación del Hg (carbón bituminoso) con temperaturas inferiores a los 130 °C. Además, algunas combinaciones de sistemas de depuración del gas de combustión pueden eliminar cierta cantidad de Hg oxidado y Hg adherido a partículas. Los FT y los PE combinados con técnicas de DGC como los lavadores con caliza húmeda, los secadores atomizadores o la inyección de sorbente seco, ofrecen un porcentaje medio de eliminación del 75% (50% en los PE y 50% en la DGC) o del 90% si se dispone de un sistema de RCS. El índice de reducción en instalaciones que emplean carbón subbituminoso o lignito es sustancialmente menor, y puede variar del 30% al 70%. En este tipo de instalaciones se pueden registrar unos niveles más pobres de eliminación del Hg, que se deben al bajo contenido de carbono de las cenizas volantes y a la cantidad de Hg gaseoso presente en el gas de combustión que se obtiene con estos combustibles.

La supervisión periódica del Hg se considera MTD. Se recomienda una frecuencia de supervisión de uno a tres años, según el tipo de carbón que se utilice. Se debe supervisar el total de emisiones de Hg y no sólo el porcentaje de Hg presente en las partículas.

4.5.8 Emisiones de SO_2

Normalmente, de desulfuración (DGC) de las centrales de combustión alimentadas con carbón y lignito y el uso de combustibles con un bajo contenido en azufre se consideran MTD. No obstante, aunque el uso de combustibles con un bajo contenido en azufre se puede considerar una técnica suplementaria (especialmente, en centrales de más de 100 MW_{th}), por sí sola no suele ser suficiente para reducir las emisiones de SO_2 .

Cabe destacar que las MTD dependen del tipo de caldera que se utilice: en las centrales que emplean carbón y lignito pulverizados las MTD no son las mismas que en las calderas con lecho fluidizado, ya que las opciones técnicas para la desulfuración del gas de combustión son diferentes.

Además del uso de combustible con un bajo contenido de azufre, las técnicas consideradas MTD para las centrales de combustión que emplean carbón y lignito pulverizados son: la depuración húmeda, la depuración con secadores atomizadores, y en las aplicaciones de menos de $250 \text{ MW}_{\text{th}}$, la inyección de sorbente seco (DGC seca con un filtro de tela contiguo). Estas técnicas alcanzan una cuota de mercado de más del 90% de las técnicas de desulfuración de los gases de combustión. Los lavadores húmedos proporcionan entre un 85% y un 98% de depuración, los secadores atomizadores entre un 80% y un 92% y los sistemas de inyección de sorbente seco entre un 70% y un 90%. Sin embargo, si las emisiones de SO_2 son mucho menores que los niveles asociados con el uso de MTD, no es necesario utilizar las instalaciones de depuración a estos niveles.

La depuración húmeda también permite obtener un alto porcentaje de reducción del HF y el HCl (98% – 99%). Si se emplea un lavador húmedo, el nivel de emisiones de estos dos contaminantes es de $1 - 5 \text{ mg/Nm}^3$. Sin embargo, los equipos de DGC con intercambiadores de calor gas-gas rotativos presentan un nivel de emisiones más elevado. La eficiencia general de eliminación del HF es más reducida que la del SO_2 y el HCl.

Otra ventaja de la depuración húmeda es que contribuye a reducir las emisiones de partículas y metales pesados (como el Hg). Las centrales existentes que ya hayan aplicado un sistema de DGC húmeda pueden reducir las emisiones de SO_2 optimizando la configuración del flujo en el recipiente del absorbedor. El proceso de depuración húmeda implica unos gastos muy elevados para las centrales pequeñas y, por lo tanto, no se considera MTD en centrales con una capacidad inferior a $100 \text{ MW}_{\text{th}}$. No obstante, al contrario que otros sistemas de DGC, los lavadores húmedos producen yeso, que puede ser un producto comercializable para las industrias del cemento o la construcción.

La depuración con agua marina se ha incluido en las conclusiones sobre las MTD por su alta fiabilidad y porque es un proceso simple que no requiere ningún tratamiento de lodos y no genera subproductos. Sin embargo, es necesario examinar atentamente las condiciones locales, como las condiciones del agua marina, los flujos de la marea, el entorno marino (acuático) cerca de la salida del agua de depuración, etc., para evitar cualquier efecto ambiental y ecológico negativo, que podrían producirse por la reducción del nivel del pH en las cercanías de la central o bien por el aporte de metales (metales pesados, y en especial Hg) y cenizas volantes. Esta posibilidad es especialmente relevante en centrales ubicadas en un estuario.

Por lo que se refiere al Hg, es necesario garantizar el cumplimiento de la Directiva del Consejo 84/156/CEE sobre emisiones de mercurio. De acuerdo con dicha Directiva, y en ausencia de valores límite comunitarios, los Estados miembros deberán establecer estándares de emisión para las emisiones de mercurio de manera autónoma y de acuerdo con la anterior Directiva 76/464/CEE. Estos estándares deberán tomar en consideración las mejores técnicas disponibles y no deberán

ser menos estrictos que los valores límite comparables del anexo I de la Directiva 84/156/EEC. Además de estos estándares, será necesario realizar un seguimiento de las emisiones de mercurio.

Para centrales de combustión de menos de $100 \text{ MW}_{\text{th}}$, el uso de combustible con un bajo contenido de azufre y la inyección de sorbente seco se consideran MTD.

Otras de las técnicas para la desulfuración que se describen en el apartado 3.5, como las técnicas combinadas para la reducción de NO_x y SO_2 (proceso de carbón activo y proceso DESONOX) se pueden considerar MTD en casos donde las condiciones específicas del emplazamiento permiten utilizar esta técnica o bien justifican la inversión.

La desulfuración natural que se obtiene con lignitos de baja calidad con un elevado contenido de azufre y cenizas alcalinas puede proporcionar un índice de reducción del SO_2 de hasta un 90%. Sin embargo, la baja calidad del combustible comportará un nivel más elevado de emisiones de partículas y una mayor cantidad de residuos.

La temperatura de combustión en los sistemas de CLF favorece la reacción del azufre con los componentes de calcio o magnesio que se añaden al lecho. Una parte de los productos de reacción, yeso y caliza sin reaccionar se elimina del lecho junto con las cenizas de lecho, mientras que otra parte se elimina junto con las cenizas volantes en los PE o filtros de mangas. Para alcanzar un porcentaje elevado de eliminación del azufre, la relación Ca/S debe ser mayor en los sistemas de CLF que en los sistemas de depuración húmeda o depuración con secadores atomizadores. No obstante, incluso con una relación Ca/S muy elevada, con procesos de combustión en lecho fluidizado no se puede alcanzar un índice de reducción tan elevado como con la depuración húmeda.

En las calderas con lecho fluidizado circulante el porcentaje de desulfuración es mayor que en las calderas con lecho fluidizado burbujeante. En sistemas alimentados con carbón y lignito, la eficiencia de eliminación se sitúa entre el 80% y el 95% en calderas con lecho fluidizado circulante y una relación Ca/S moderada (entre 2 y 4). Si el contenido de azufre del combustible aumenta, la relación Ca/S disminuye ligeramente para cierto porcentaje de eliminación del azufre (por ejemplo, una eliminación del 90%). Sin embargo, el caudal másico necesario de caliza y la cantidad de residuos generados aumentan. Por lo tanto, actualmente, con sistemas de combustión en lecho fluidizado circulante que utilizan combustibles con un alto contenido de azufre (de 4% a 6% de S), se suelen combinar: a) la captura *in situ* del azufre inyectando caliza en el hogar y b) la captura de azufre en el extremo frío del sistema. Si se tienen en consideración todos estos aspectos, en los sistemas de combustión en lecho fluidizado circulante, la eliminación del azufre con la inyección de caliza en el lecho se considera MTD cuando se emplean combustibles con un contenido de azufre bajo o moderado (<1% – 3% S).

En los sistemas de combustión en lecho fluidizado burbujeante, la eficiencia de eliminación es de 55% – 65%, con una calidad similar de carbón o lignito y con un consumo y una calidad similares de caliza. La inyección de caliza o dolomita en los sistemas de combustión en lecho fluidizado burbujeante proporciona un índice de eliminación bastante reducido y, por lo tanto, no se puede considerar MTD. En las calderas con lecho fluidizado burbujeante que utilizan sólo carbón, se consideran MTD las técnicas que se aplican al final del proceso descritas como MTD para la combustión de carbón pulverizado, con los niveles de emisión pertinentes a dichas técnicas.

Las conclusiones sobre las MTD para la desulfuración y los niveles de emisión que se pueden alcanzar con estas técnicas se resumen en la Tabla 4.68. Los niveles de emisiones asociados al uso de MTD están basados en medias diarias, condiciones estándar y un nivel de O_2 del 6%, con una situación de carga habitual. En situaciones de cargas excepcionales, puesta en marcha, cierre o funcionamiento problemáticos de los sistemas de depuración del gas de combustión, se deberán considerar valores extraordinarios a corto plazo, que podrían ser más elevados.

Tabla 4.68: MTD para la prevención y el control de dióxidos de azufre de las centrales de combustión alimentadas con carbón y lignito

Capacidad (MW_{th})	Técnica de combustión	Nivel de emisión de SO_2 asociado al uso de las MTD (mg/Nm^3)		MTD disponibles para alcanzar estos niveles	Aplicabilidad	Seguimiento
		Centrales nuevas	Centrales existentes			
50 – 100	Combustión en parrilla	200 – 400	200 – 400	Combustible con bajo contenido de azufre, DGC (sa)	Centrales nuevas y existentes	Continuo
	CCP	200 – 400 ⁽¹⁾	200 – 400 ⁽²⁾	Combustible con bajo contenido de azufre, DGC (sa, iss)	Centrales nuevas y existentes	Continuo
	CLFC y CLFP	150 – 400 ⁽³⁾	150 – 400 ⁽⁴⁾	Combustible con bajo contenido de azufre, inyección de caliza	Centrales nuevas y existentes	Continuo
	CLFB	150 – 400 ⁽⁵⁾	150 – 400 ⁽⁶⁾	Combustible con bajo contenido de azufre, DGC (iss), DGC (sa)	Centrales nuevas y existentes	Continuo
100 – 300	CCP	100 – 200	100 – 250 ⁽⁷⁾	Combustible con bajo contenido de azufre, DGC (húmeda, sa), DGC (iss, hasta 200 MW_{th}), depuración con agua marina, técnicas combinadas para reducir las emisiones de NO_X y SO_2	Centrales nuevas y existentes	Continuo

Tabla 4.68: MTD para la prevención y el control de dióxidos de azufre de las centrales de combustión alimentadas con carbón y lignito (continuación)

Capacidad (MW _{th})	Técnica de combustión	Nivel de emisión de SO ₂ asociado al uso de las MTD (mg/Nm ³)		MTD disponibles para alcanzar estos niveles	Aplicabilidad	Seguimiento
		Centrales nuevas	Centrales existentes			
100 – 300	CLFC o CLFP	100 – 200	100 – 250 ⁽⁸⁾	Combustible con bajo contenido de azufre, inyección de caliza	Centrales nuevas y existentes	Continuo
	CLFB	100 – 200	100 – 250 ⁽⁹⁾	Combustible con bajo contenido de azufre, DGC (húmeda, sa)	Centrales nuevas y existentes	Continuo
>300	CCP	20 – 150 ⁽¹⁰⁾	20 – 200 ⁽¹¹⁾	Combustible con bajo contenido de azufre, DGC (húmeda), DGC (sa), depuración con agua marina, técnicas combinadas para reducir las emisiones de NO _x y SO ₂	Centrales nuevas y existentes	Continuo
	CLFC y CLFP	100 – 200	100 – 200 ⁽¹²⁾	Combustible con bajo contenido de azufre, inyección de caliza	Centrales nuevas y existentes	Continuo
	CLFB	20 – 150	20 – 200 ⁽¹³⁾	Combustible con bajo contenido de azufre, DGC (húmeda)	Centrales nuevas y existentes	Continuo

Notas:

- CCP (combustión de carbón pulverizado), CLFB (combustión en lecho fluidizado burbujeante)
- CLFC (combustión en lecho fluidizado circulante), CLFP (combustión en lecho fluidizado a presión), DGC (húmeda) (desulfuración húmeda del gas de combustión)
- DGC (sa) (desulfuración del gas de combustión con un secador atomizador)
- DGC (iss) (desulfuración del gas de combustión con inyección de sorbente seco)

1-6, 8-9, 12,13	La industria declaró que los niveles deberían ser: nivel máximo 300 mg/Nm ³
7	nivel máximo 600 mg/Nm ³
10	nivel máximo 200 mg/Nm ³
11	nivel máximo 400 mg/Nm ³
	Estos niveles fueron propuestos por los representantes de la industria porque tienen en mayor consideración las características del combustible y la concentración de SO ₂ en la toma de admisión de gas de combustión, que inciden en los niveles que se pueden alcanzar con las MTD, teniendo en cuenta la eficiencia establecida de eliminación del SO ₂ mediante la depuración húmeda (85% – 98%), el elevado consumo energético de un sistema de depuración húmeda de este tipo en comparación con los requisitos de eficiencia neta de la unidad, y porque es necesario optimizar la relación entre el rendimiento de la técnica de control de emisiones (niveles de emisión reducidos) y el consumo energético relacionado con dicha técnica (recargo de energía). Un Estado miembro reivindicó básicamente los mismos niveles superiores, a excepción de (2), que debería ser 2.000 mg/Nm ³ y(7), que debería ser 1.200 mg/Nm ³ . El motivo de esta propuesta es que, en algunas centrales existentes alimentadas con lignito, la combustión de combustible con un alto contenido de azufre produce gases de combustión con

Tabla 4.68: MTD para la prevención y el control de dióxidos de azufre de las centrales de combustión alimentadas con carbón y lignito (continuación)

	<p>concentraciones de SO₂ de entre 15.000 y 20.000 mg/Nm³ (en seco y con un 6% de O₂). Sólo un sistema sofisticado y de grandes dimensiones de DGC húmeda con una eficiencia de eliminación del SO₂ del 98%, puede proporcionar unos niveles de emisión de SO₂ de 300 – 400 mg/Nm³, en seco y con un 6% de O₂.</p> <p>Un Estado miembro propuso que los niveles de emisión asociados al uso de las MTD fueran:</p> <p>nivel máximo 600 mg/Nm³</p>
7, 8, 9	Modificar el intervalo a 200 – 400 mg/Nm ³
11, 12, 13	El motivo de esta propuesta es que estos niveles se adecuan a los límites de emisión del Estado miembro. En cuanto a las centrales energéticas nuevas, el Estado miembro en cuestión dispone de un programa de centrales alimentadas con carbón donde el nivel de emisiones de partículas previsto es de 200 mg/Nm ³ .
1-6	Un representante de la industria mencionó que los operadores de pequeñas centrales de combustión alimentadas con carbón estarían encantados de respetar los límites de emisión de SO ₂ utilizando carbón con un bajo contenido de azufre. Sin embargo, esta opción acarrea algunos problemas comerciales y operativos y, por lo tanto, no se puede considerar una opción viable. Por este motivo, los límites de emisión de SO ₂ deberían fijarse en un mínimo de 1.000 mg/Nm ³ .

4.5.9 Emisiones de NO_x

Normalmente, en las instalaciones de combustión que utilizan carbón y lignito, la reducción de los óxidos de nitrógeno (NO_x) con medidas primarias o secundarias combinadas se considera MTD. Los compuestos de nitrógeno que se deben tener en cuenta son el óxido nítrico (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO₂), conocidos como NO_x, y el óxido nitroso (N₂O). Las MTD dependen del tipo de caldera que se utilice, es decir, de si se trata de un sistema de combustión en lecho fluidizado o combustible pulverizado y de si se emplea carbón o lignito como combustible.

En las centrales alimentadas con carbón pulverizado, se considera MTD la reducción de las emisiones de NO_x con medidas primarias combinadas con medidas secundarias, como la RCS, que proporciona una eficiencia de separación del 80% al 95%. En la actualidad, existen varios procesos disponibles para la regeneración de catalizadores utilizados que permiten prolongar sustancialmente la vida útil del catalizador y, por lo tanto, reducen los costes de funcionamiento. La viabilidad económica de la instalación de un sistema de RCS en una caldera existente depende, en primer lugar, de la vida útil que se espera pueda tener la central, que no depende necesariamente de la edad de la central. Uno de los inconvenientes de los sistemas de RCS son los escapes de amoníaco. Respecto a la concentración de amoníaco en los sistemas de RCS, el nivel asociado al uso de MTD debe estar por debajo de los 5 mg/Nm³. Este nivel permite evitar futuros problemas relacionados con el uso de las cenizas volantes y el olor a gas de combustión en la zona circundante de la instalación.

Las técnicas combinadas para la reducción de los NO_x y el SO_2 que se describen en el apartado 3.5, como el proceso de carbón activo y el proceso DESONOX, forman parte de las conclusiones sobre MTD. Sin embargo, las ventajas, los inconvenientes y la aplicabilidad de estas técnicas deberán verificarse en cada caso.

En las centrales de combustión de lignito pulverizado, se considera MTD la combinación de varias medidas primarias como, por ejemplo, el uso de quemadores de baja emisión de NO_x combinado con otras medidas primarias, como la recirculación del gas de combustión, la combustión por fases (aire por fases), la recombustión, etc. A pesar de que la RCS se considera parte de las MTD destinadas a la reducción de las emisiones de NO_x , debido al reducido nivel de emisiones de NO_x que produce la combustión del lignito comparado con el carbón, la RCS no se considera MTD en sentido general.

Por lo que se refiere a la instalación de quemadores avanzados de baja emisión de NO_x en calderas existentes, es importante tener en cuenta que en las instalaciones antiguas los hogares seguramente se construyeron con el tamaño más reducido posible (para una alta intensidad de combustión). Por lo tanto, la reducción de la temperatura del hogar es limitada. Además, la profundidad del hogar sólo deja espacio para llamas ligeramente más largas que las previstas en el diseño original. En los hogares antiguos, se considera MTD la instalación de quemadores de turbulencia modernos, que tienen una llama no mucho más larga que la de los quemadores originales.

Los hogares de las calderas antiguas no suelen ser muy altos, factor que puede dificultar la instalación de entradas de aire de sobrefuego. Incluso si hubiera espacio para un sistema de OFA, es posible que el tiempo de residencia de los gases de combustión en la parte superior del hogar no fuera suficiente para que la combustión fuera completa. En las calderas que se construyeron durante los últimos años, cuando ya había más información sobre la formación de NO_x , el hogar suele ser más grande y se registran unos niveles de NO_x más reducidos. Los mejores resultados se obtienen cuando la combustión con baja emisión de NO_x se integra en el diseño de la caldera, como sucede en las nuevas instalaciones.

En las centrales pequeñas sin una gran variación de cargas y con una calidad de combustible constante, la técnica de RNCS se puede considerar una medida adicional para reducir las emisiones de NO_x .

Una de las consecuencias del uso de medidas primarias, tanto para el carbón como para el lignito, es la combustión incompleta, que comporta un nivel más elevado de carbono sin quemar en las cenizas volantes y un aumento de las emisiones de monóxido de carbono. Estos inconvenientes se pueden erradicar casi por completo si el sistema está diseñado correctamente y se supervisa el proceso de combustión. La cantidad de carbono sin quemar en las cenizas varía según el combustible y suele ser mayor que si no se aplicaran medidas primarias. Para la

posterior utilización de las cenizas volantes, el nivel de carbono sin quemar en las cenizas asociado al uso de MTD debe ser inferior al 5%. Normalmente, se puede alcanzar un nivel por debajo del 5%, pero con algunos carbones esto comporta un aumento de las emisiones de NO_x . Las medidas primarias de reducción de los NO_x también inciden en la eficiencia energética total del proceso. Si la combustión es incompleta, la eficiencia energética es menor. Un aumento de la cantidad de carbono sin quemar debido a una combustión con baja emisión de NO_x suele ocasionar una pérdida de eficiencia de 0,1% – 0,3%.

En los procesos de combustión de carbón y lignito en lecho fluidizado, se considera MTD la combustión por fases (aire por fases). En este caso, la combustión se empieza a producir en condiciones subestequiométricas, mediante la pirólisis en el lecho burbujeante o en la parte inferior del lecho circulante de tipo burbujeante. Más adelante, se añade el resto del aire de combustión, que proporciona unas condiciones sobreestequiométricas y contribuye a completar la combustión. En los lechos fluidizados circulantes, el material del lecho circulante asegura una distribución térmica homogénea, que suele mantener la temperatura del hogar por debajo de los 900 °C. De esta forma se evita la formación de NO_x térmicos. Por otra parte, las bajas temperaturas favorecen la generación de N_2O y aumentan la cantidad de carbono sin quemar. Por lo tanto, si se emplean sistemas de combustión en lecho fluidizado, se deberá buscar el equilibrio entre los requisitos, en parte contradictorios, del control de los NO_x , el N_2O y el SO_2 , y el control de los hidrocarburos, el CO y el residuo de carbón sin quemar. En las calderas con lecho fluidizado, los niveles de emisión de N_2O se sitúan entre los 30 y los 150 mg/Nm³, dependiendo del combustible que se emplee (carbón o lignito).

En la superestructura del lecho burbujeante, situada encima del lecho, la combustión de los gases de pirólisis se puede producir a temperaturas de más de 1.200 °C y, por lo tanto, puede incrementar la formación de NO_x térmico. Como regla general, la formación de NO_x en un lecho fluidizado diseñado correctamente se puede mantener por debajo del nivel de formación de NO_x que se consigue con quemadores de baja emisión de NO_x .

La conclusión en materia de MTD sobre las medidas de prevención y control de las emisiones de NO_x y los niveles de emisiones asociados a estas medidas se resume en la Tabla 4.69. Los niveles de emisiones asociados al uso de MTD están basados en medias diarias, condiciones estándar y un nivel de O_2 del 6%, con una situación de carga habitual. En situaciones de cargas excepcionales, puesta en marcha, cierre o funcionamiento problemáticos de los sistemas de depuración del gas de combustión, se deberán considerar valores extraordinario a corto plazo, que podrían ser más elevados.

Tabla 4.69: MTD para la prevención y el control de las emisiones de óxidos de nitrógeno en centrales de combustión alimentadas con carbón y lignito

Capacidad (MW _{th})	Técnica de combustión	Nivel de emisiones de NO _x asociado al uso de las MTD (mg/Nm ³)		Combustible	MTD disponibles para alcanzar estos niveles	Aplicabilidad	Seguimiento
		Centrales nuevas	Centrales existentes				
50 – 100	Combustión en parrilla	200 – 300	200 – 300(1)	Carbón y lignito	Mp o RNCS	Centrales nuevas y existentes	Continuo
	CCP	90 – 300(2)	90 – 300(3)	Carbón	Combinación de Mp (como aire y combustible por fases, quemadores con baja emisión de NO _x , etc.), RNCS o RCS como medida adicional	Centrales nuevas y existentes	Continuo
	CLFB, CLFC y CLFP	200 – 300	200 – 300	Carbón y lignito	Combinación de Mp (como aire y combustible por fases)	Centrales nuevas y existentes	Continuo
	CCP	200 – 450	200 – 450(3)	Lignito	Combinación de Mp (como aire y combustible por fases)	Centrales nuevas y existentes	Continuo
100 – 300	CCP	90(4) – 200	90 – 200(5)	Carbón	Combinación de Mp (como aire y combustible por fases, quemadores con baja emisión de NO _x , etc.) en combinación con RCS o técnicas combinadas	Centrales nuevas y existentes	Continuo
	CCP	100 – 200	100 – 200(6)	Lignito	Combinación de Mp (como aire y combustible por fases, quemadores con baja emisión de NO _x , etc.)	Centrales nuevas y existentes	Continuo
	CLFB, CLFC y CLFP	100 – 200	100 – 200(7)	Carbón y lignito	Combinación de Mp (como aire y combustible por fases), si fuera necesario, junto con RNCS	Centrales nuevas y existentes	Continuo
>300	CCP	90 – 150	90 – 200(8)	Carbón	Combinación de Mp (como aire y combustible por fases, quemadores con baja emisión de NO _x , re-combustión, etc.) en combinación con RCS o técnicas combinadas	Centrales nuevas y existentes	Continuo

Tabla 4.69: MTD para la prevención y el control de las emisiones de óxidos de nitrógeno en centrales de combustión alimentadas con carbón y lignito (*continuación*)

Capacidad (MW _{th})	Técnica de combustión	Nivel de emisiones de NO _x asociado al uso de las MTD (mg/Nm ³)		Combustible	MTD disponibles para alcanzar estos niveles	Aplicabilidad	Seguimiento
		Centrales nuevas	Centrales existentes				
>300	CCP	50 – 200 ⁽⁹⁾	50 – 200 ⁽¹⁰⁾	Lignito	Combinación de Mp (como aire y combustible por fases, quemadores con baja emisión de NO _x , re-combustión, etc.)	Centrales nuevas y existentes	Continuo
	CLFB, CLFC y CLFP	50 – 150	50 – 200 ⁽¹¹⁾	Carbón y lignito	Combinación de Mp (como aire y combustible por fases)	Centrales nuevas y existentes	Continuo

Notas:
CCP (combustión de carbón pulverizado), **CLFB** (combustión en lecho fluidizado burbujeante)
CLFC (combustión en lecho fluidizado circulante), **CLFP** (combustión en lecho fluidizado a presión)
Mp (medidas primarias para reducir las emisiones de NO_x, **RCS** (reducción catalítica selectiva de los NO_x), **RNCS** (reducción no catalítica selectiva de los NO_x)
 El uso de antracita como combustible puede comportar un nivel más elevado de emisiones de NO_x debido a las altas temperaturas de combustión que requiere

La industria y un Estado miembro declararon que los niveles deberían ser:

- 2, 6 nivel máximo 450 mg/Nm³
- 3 nivel máximo 500 mg/Nm³
- 4 nivel máximo 100 mg/Nm³
- 5, 7 nivel máximo 300 mg/Nm³
- 9 intervalo 100 – 200 mg/Nm³
- 10 intervalo 100 – 450 mg/Nm³

La industria reivindicó que las cifras propuestas por ellos tenían en consideración que la aplicación de medidas primarias depende de la geometría y la configuración (limitaciones de altura que pueden impedir la aplicación de un sistema de aire por fases en una caldera antigua). Un Estado miembro añadió que en las centrales existentes que utilizan lignito de baja calidad, los niveles de emisión de NO_x son bastante reducidos, debido a las medidas primarias para la reducción de los NO_x inherentes a la técnica de combustión (recirculación del gas de combustión, combustible y aire por fases, etc.). Realizar más modificaciones para mejorar las medidas primarias instaladas depende de la geometría y la configuración de la caldera y no resulta económicamente rentable.

Tabla 4.69: MTD para la prevención y el control de las emisiones de óxidos de nitrógeno en centrales de combustión alimentadas con carbón y lignito (*continuación*)

5-7 8,10,11	<p>Otro Estado miembro propuso que el intervalo considerado MTD para las centrales existentes fuera el siguiente: intervalo de 100 a 300 mg/Nm³ valor mínimo de 100 mg/Nm³</p> <p>El motivo de esta propuesta es que estos niveles se adecuan a los límites de emisión del Estado miembro. En cuanto a las centrales energéticas nuevas, el Estado miembro en cuestión dispone de un programa de centrales alimentadas con carbón donde el nivel de emisiones de partículas previsto es de 150 mg/Nm³.</p>
8,10,11	<p>Otro Estado miembro reclamó que, después de estudiar los diferentes instrumentos para alcanzar el estricto objetivo de 150 mg/Nm³, habían concluido que el intercambio de emisiones de NOx podía ser una manera rentable de respetar este límite. Para que el sistema de intercambio de emisiones fuera lo más flexible posible, el Estado miembro declaró que a las centrales de combustión más antiguas se les debería exigir un nivel máximo (asociado con el uso de las MTD) viable, y propuso unos niveles de 100 – 650 mg/Nm³ para las centrales existentes de más de 300 MW.</p>
1,3	<p>Otro representante de la industria propuso que el nivel máximo fuera de 400mg/Nm³ para centrales de 50 a 100 MW.</p>

4.5.10 Monóxido de carbono (CO)

Las MTD para la reducción de las emisiones de CO son la combustión completa, que dependerá del diseño de la caldera, el uso de técnicas de alto rendimiento para supervisar y controlar el proceso, y el mantenimiento del sistema de combustión. Debido al efecto negativo que la reducción de los NO_x ejerce en el nivel de CO, si se emplea un sistema para controlar las emisiones de NO_x bien optimizado, los niveles de CO también se mantendrán a niveles reducidos (30 – 50 mg/Nm³ para procesos de combustión pulverizada y menos de 100 mg/Nm³ para procesos de CLF). En las centrales de combustión alimentadas con lignito, donde se consideran MTD, principalmente, las medidas primarias para reducir las emisiones de NO_x, los niveles de CO pueden ser más elevados (100 – 200 mg/Nm³).

4.5.11 Fluoruro de hidrógeno (HF) y cloruro de hidrógeno (HCl)

En las centrales de combustión, el proceso de depuración húmeda (en especial, en centrales con una capacidad de más de 100 MW_{th}) y la depuración con secadores atomizadores se consideran las MTD para la reducción del SO₂. Además, estas técnicas también ofrecen un elevado índice de eliminación del HF y el HCl (98% – 99%). Si se utiliza un proceso de depuración húmeda o depuración con secadores atomizadores, el nivel de emisiones de HCl que se obtiene puede variar entre 1 y 10 mg/Nm³ y de 1 a 5 mg/Nm³ en el caso del HF. No obstante, si no se utiliza una técnica de DGC y, por ejemplo, si se añade cal a la caldera de CLF, el nivel de emisiones de HCl y HF puede ser mucho mayor.

Si se detectan niveles elevados de HF o HCl en la chimenea, es posible que haya un problema de pérdidas internas de gas de combustión en el intercambiador de calor gas-gas rotativo, en cuyo caso el gas de combustión sin depurar se conduciría directamente a la chimenea sin reducir el contenido de SO₂, HF y HCl. Por lo tanto, se considera MTD disponer de un modelo moderno de intercambiador de calor gas-gas. No obstante, por motivos operativos y económicos, sólo se deberá sustituir el modelo antiguo cuando el intercambiador de calor se deba cambiar o sustituir por alguna otra razón. Como intercambiador nuevo se puede utilizar una combinación de un extractor de calor (extractor de calor con múltiples tuberías) y un recalentador, o bien emplear tubos térmicos. En este caso, la mejor opción, siempre que sea viable, es la eliminación del gas de combustión a través de la torre de refrigeración, con lo cual no resulta necesario recalentar el gas de combustión y, por lo tanto, no se necesita ningún intercambiador de calor gas-gas. Otra opción es utilizar un colector de gotas de alto rendimiento y filtrar el gas de combustión a través de un conducto de escape resistente al ácido. Para este proceso no es necesario recalentar el gas de combustión y, por lo tanto, tampoco se necesita ningún intercambiador de calor gas-gas.

Para reducir las emisiones de SO_2 , se considera MTD la inyección de caliza en un sistema de CLFB, y no la depuración húmeda en un proceso de combustión pulverizada. Por lo tanto, el nivel de HCl asociado al uso de las MTD se sitúa entre 15 y 30 mg/Nm³.

4.5.12 Amoníaco (NH_3)

Uno de los inconvenientes de los sistemas de RNCS y RCS es la emisión de amoníaco sin reaccionar a la atmósfera (escape de amoníaco). La concentración de amonio que se asocia al uso de las MTD se encuentra por debajo de los 5 mg/Nm³. Este nivel permite evitar futuros problemas relacionados con el uso de las cenizas volantes y el olor a gas de combustión en la zona circundante de la instalación. El escape de amonio suele ser el factor que limita el uso de la técnica de RNCS. Para eliminar este escape, se puede instalar una capa inferior de catalizador de RCS en la zona del economizador de la caldera. Al reducir el escape de amoníaco, este catalizador también reduce las emisiones de NO_x .

4.5.13 Contaminación del agua

En las centrales de combustión con carbón y lignito se generan distintas corrientes de aguas residuales (véase el capítulo 1). Todas las medidas que se han presentado en el apartado 3.10 para reducir las emisiones al medio acuático y evitar la contaminación del agua se consideran MTD. En la tabla 4.70 se incluye un resumen de dichas medidas.

El almacenamiento del carbón y el lignito en superficies selladas, provistas de desagües y de recogida del agua, tal y como se menciona en el apartado 4.5.2, se considera MTD. La escorrentía superficial (agua de lluvia) de las zonas de almacenamiento que pudiera arrastrar restos de combustible debe ser recogida y tratada (por decantación) antes de su vertido. Los niveles de emisión asociados al uso de las MTD de las aguas vertidas no alcanzan los 30 mg/l.

En las centrales energéticas a veces no es posible evitar la producción de pequeñas cantidades de agua contaminada con petróleo. Para evitar perjudicar al medio ambiente, se considera MTD la utilización de pozos de separación del petróleo.

Las conclusiones en materia de MTD para la desulfuración con depuración húmeda incluyen la instalación de una central de tratamiento de las aguas residuales. En esta central se realizan distintos tratamientos químicos para eliminar los metales pesados y reducir la cantidad de materia sólida del agua introducida. En la central de tratamiento se regula el pH, se precipitan los metales pesados y se elimina la materia sólida de las aguas residuales. La tecnología moderna permite supervisar los siguientes parámetros (aunque no es necesario supervisar todos

Tabla 4.70: MTD para el tratamiento de las aguas residuales

Técnica	Principal beneficio ambiental	Aplicabilidad	
		Centrales nuevas	Centrales existentes
DGC húmeda			
Tratamiento del agua por floculación, sedimentación, filtrado, intercambio de iones y neutralización	Eliminación del fluoruro, los metales pesados, el DQO y las partículas	MTD	MTD
Reducción del amoníaco mediante extracción con aire, precipitación o biodegradación	Menor contenido de amoníaco	Sólo se considera MTD si el contenido de amoníaco en las aguas residuales es elevado porque se utiliza un sistema de RCS/RNCS antes de la DGC	
Funcionamiento en circuito cerrado	Menor cantidad de aguas residuales a eliminar	MTD	MTD
Mezcla de las aguas residuales con cenizas de carbón	Se evita la eliminación de aguas residuales	MTD	MTD
Depuración y transporte de las escorias			
Circuito de agua cerrado mediante filtración o sedimentación	Menor cantidad de aguas residuales a eliminar	MTD	MTD
Regeneración de los desmineralizadores y los sistemas de tratamiento del condensado			
Neutralización y sedimentación	Menor cantidad de aguas residuales a eliminar	MTD	MTD
Decantación			
Neutralización		Sólo se considera MTD con funcionamiento alcalino	
Limpieza de calderas, precalentadores de aire y precipitadores			
Neutralización y funcionamiento en circuito cerrado o sustitución con métodos de depuración en seco	Menor cantidad de aguas residuales a eliminar	MTD	MTD
Escorrentías superficiales			
Sedimentación o tratamiento químico y reutilización interna	Menor cantidad de aguas residuales a eliminar	MTD	MTD

estos componentes continuamente): pH, conductividad, temperatura, contenido sólido, contenido de cloro, concentraciones de metales pesados (como As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, V, Zn,), concentración de flúor y demanda química de oxígeno (DQO). Las aguas residuales procedentes de la DGC húmeda tratadas mediante filtración y neutralización todavía contienen DQO, por lo que requieren un tra-

tamiento posterior. La calidad de las aguas residuales después del tratamiento puede variar enormemente según la calidad del combustible, el proceso de desulfuración utilizado y el vertido de las aguas residuales. En la Tabla 4.71 se resumen los niveles de emisión asociados al uso de una central de tratamiento de las aguas residuales como MTD.

Tabla 4.71: Niveles de emisión asociados al uso de las MTD - centrales de tratamiento de las aguas residuales de la DGC, proporcionados a modo de una muestra compuesta representativa de 24 h

Emisiones al medio acuático de una central de tratamiento de aguas residuales procedentes de la DGC húmeda (mg/l)	
Sólidos	5 – 30
DQO	<150
Compuestos de nitrógeno	<50
Sulfato	1.000 – 2.000
Sulfito	0,5 – 20
Sulfuro	<0,2
Fluoruro	1 – 30
Cd	<0,05
Cr	<0,5
Cu	<0,5
Hg	0,01 – 0,02
Ni	<0,5
Pb	<0,1
Zn	<1

En general, las demás técnicas de tratamiento de las aguas residuales que se describen en el capítulo 3 también se pueden considerar MTD para este sector.

4.5.14 Residuos de combustión

Como se menciona en el apartado 4.3.6, la industria ha centrado su atención en el uso de los residuos de combustión y los subproductos, como alternativa a la eliminación en vertederos. Es por esto que la mejor opción disponible consiste en utilizar y reciclar estos productos, y debe considerarse una prioridad. En la Tabla 4.2 se incluye un amplio abanico de opciones para reutilizar los residuos y los subproductos de las centrales de combustión de carbón y lignito.

Existe una gran variedad de posibilidades para utilizar los distintos subproductos, y cada opción incluye unos criterios específicos diferentes sobre la calidad de las cenizas. Sin embargo, resulta imposible incluir todos estos criterios en este documento. Los criterios de calidad suelen estar relacionados con las propiedades estructurales de la cenizas y el contenido de sustancias peligrosas, como el carbón sin quemar en las cenizas, la solubilidad de los metales pesados, etc.

Las cenizas ricas en carbono se pueden recuperar de los flujos de cenizas. Posteriormente, estas cenizas se pueden reciclar en la caldera para aprovechar la energía del carbono y conseguir unas cenizas con un contenido menor en carbono y, por lo tanto, con menos restricciones de uso.

El producto final de la técnica de depuración húmeda es el yeso, un producto comercializable que se puede utilizar como sustitutivo del yeso natural. Por otro lado, los lodos de la DGC se pueden integrar en un subproducto del proceso de DGC (yeso), dentro de los límites permitidos. Si se emplean técnicas de DGC y RCS, estos lodos se pueden volver a inyectar en el hogar. La mayor parte del yeso que se produce en las centrales energéticas se utiliza en la industria de fabricación de placas de cartón-yeso. Los requisitos de pureza del yeso determinan la cantidad de caliza que se puede añadir al proceso.

El producto final que se obtiene con los procesos de desulfuración semiseca se utiliza como sustitutivo de los minerales naturales para distintas aplicaciones de la industria de la construcción, como la construcción de carreteras, los movimientos de tierras de compostaje y campos de almacenamiento, el relleno de minas y las presas de excavación en la construcción en inmersión.

4.6 Técnicas emergentes para la combustión de carbón y lignito

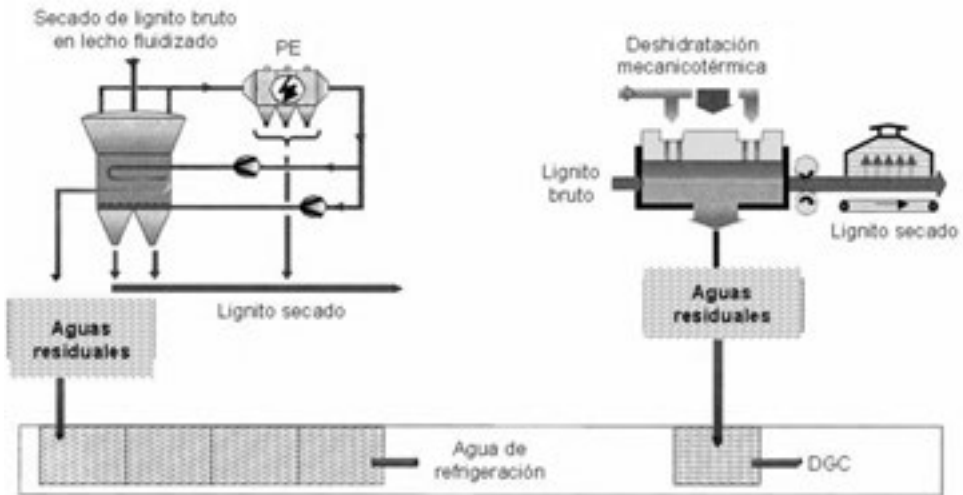
4.6.1 Central piloto para el presecado de lignito con calor de baja temperatura

En teoría, la tecnología de presecado del lignito puede proporcionar un aumento de la eficiencia de las centrales alimentadas con lignito de entre 4 y 5 puntos porcentuales. El objetivo de esta técnica es secar el lignito, que llega húmedo a la central procedente de las minas a cielo abierto, con calor de baja temperatura, de 120 °C a 150 °C, en lugar del gas de combustión caliente, que se encuentra a una temperatura de 1.000 °C. Además, también se pretende recuperar la energía necesaria para evaporar el contenido acuoso del lignito condensando el vapor. Esta técnica se puede llevar a cabo mediante dos procesos distintos.

El primer tipo de proceso es la deshidratación mecánico-térmica, que actualmente se encuentra en fase de desarrollo. La central piloto donde se emplea este proceso produce 12 t/h de lignito seco, con un 22% de agua, aproximadamente. El lignito se calienta y se exprime a 60 bar de presión y 200 °C de temperatura para extraer el agua. Al final del proceso, el lignito rastrillado se vuelve a recalentar.

El segundo tipo de proceso para secar el lignito se encuentra en una fase avanzada de desarrollo. Este proceso consiste en secar el lignito en un aparato con lecho fluidizado utilizando el calor residual del propio proceso. Con la ayuda de un PE, se extraen las partículas de lignito del vapor que sale del secador. A continuación, este vapor se vuelve a compactar con un compresor que forma parte de una bomba de calor abierta, y finalmente se condensa en los serpentines, que se utilizan como superficies de calentamiento en el secador. El calor de condensación se transmite al lecho fluidizado para secar el lignito. Parte del vapor depurado se introduce en el aparato con un ventilador y se utiliza para fluidizar el lignito. La central piloto donde se emplea esta tecnología produce 90 t/h de lignito seco con un 12% de humedad. Ambos procesos se detallan en la siguiente figura.

Figura 4.50: Central piloto de secado de lignito [137, Elsen et ál., 2001]



4.6.2 Control simultáneo de las emisiones de SO_x, NO_x y mercurio

Este sistema de tratamiento de los gases de combustión permite capturar simultáneamente los óxidos de nitrógeno y de azufre y los metales pesados, como el mercurio, que se desprenden de la combustión de combustibles fósiles. Se trata de un sistema de control de las emisiones de la combustión que ofrece un índice de eliminación más elevado y captura un mayor número de contaminantes, ade-

más de producir coproductos comercializables. En EE. UU. se está utilizando en centrales de demostración [189, Caldwell, 2001].

Descripción del proceso

Esta técnica consiste en un proceso de oxidación durante la fase gaseosa que permite capturar simultáneamente hasta un 99% de óxidos de nitrógeno y de azufre, vapores básicos y metales pesados (100% del mercurio). Según las pruebas realizadas en el laboratorio con gases de combustión a distintas temperaturas, se pueden obtener unos índices de eliminación del 99% en el caso de los SO_x y del 98% con los NO_x . Los costes de inversión estimados para la instalación de esta tecnología en una central energética de 500 MW son entre un 30% y un 50% más económicos que los costes que comportan los sistemas de depuración con caliza/RCS, mientras que los costes de funcionamiento representan una sexta parte de los costes de estos sistemas. Esta técnica se aplica principalmente en los procesos de combustión de combustibles fósiles, como el carbón y el gas natural, que se utilizan para generar energía eléctrica. Otras aplicaciones son las fundiciones, los incineradores municipales y las calderas industriales.

Ventajas del sistema

- proporciona un elevado índice de captura simultánea de las emisiones de SO_x y NO_x (99%);
- permite capturar los metales pesados, como el mercurio y otras especies metálicas;
- produce coproductos comercializables;
- no utiliza caliza/cal;
- no contribuye a la formación de emisiones de CO_2 ;
- no utiliza catalizadores para producir residuos peligrosos;
- el reactivo se recicla;
- utiliza tecnologías probadas de coproducto;
- se puede aplicar en la mayoría de instalaciones existentes;
- los costes de inversión y funcionamiento previstos son menores que con tecnologías convencionales.

5. Técnicas de combustión para biomasa y turba

5.1 Técnicas y procesos aplicados

5.1.1 Descarga, almacenamiento y manipulación de biomasa y turba

El método empleado para transportar, descargar, almacenar y manejar biomasa y turba es diferente del usado con el carbón por diferentes motivos. La turba, en particular, es reactiva y puede autoquemarse o descomponerse si se mantiene almacenada durante mucho tiempo. Normalmente, sólo se almacena en la central eléctrica la turba necesaria para unos días. La turba se suele almacenar, incluso durante periodos de varios años, en almacenes especiales dentro del área de producción.

5.1.1.1 TRANSPORTE Y MANIPULACIÓN DE BIOMASA Y TURBA

La turba y el combustible de madera se transportan mediante camiones articulados, remolques, trenes o, en el caso de distancias cortas, mediante tractores-remolques. La turba presenta numerosas características que hacen necesario el uso de equipos de manipulación y transporte especiales. Entre ellas se incluyen:

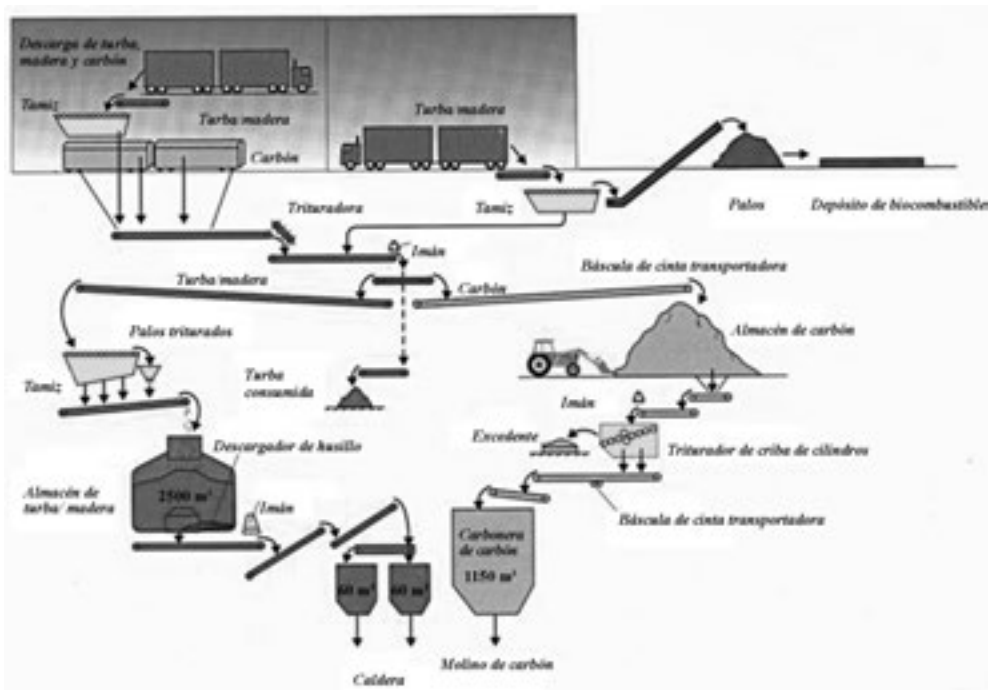
- poder calorífico relativamente bajo;
- baja densidad;
- tendencia a congelarse (debido al elevado contenido en vapor de agua);
- riesgo de combustión espontánea;
- *bridging*;
- propensión a la generación de polvo;
- con frecuencia, se encuentra muy contaminada con madera y piedras.

El impacto del transporte de turba depende del método de transporte usado y de la distancia. El impacto ambiental del transporte por ferrocarril es poco importante, ya que sólo se generará algo de ruido. El transporte por carretera provoca ruidos y emisiones de gases. Sin embargo, los análisis de ciclo de vida realizados muestran que las emisiones debidas a la producción y al transporte de turba son de menor importancia si se las compara con las emisiones correspondientes a la combustión.

En la estación de recepción de combustible de la central eléctrica, la turba se descarga normalmente a los tamices, donde se mezclará con otros combustibles tales

como biomasa o se introducirá directamente en el hogar de la caldera. Cualquier trozo de piedra o de madera de buen tamaño deberá ser separado de la turba. Después de descargarla en la central eléctrica, la turba y la madera pasan por tamices y trituradoras hasta la zona de almacenamiento. La madera filtrada se puede añadir al combustible una vez que haya sido machacada. En la Figura 5.1 se muestra un sistema típico de manipulación de combustible (cocombustión de turba, madera y carbón).

Figura 5.1: Sistema de manipulación de turba, madera y carbón
[58, Eurelectric, 2001]



Para almacenar biomasa polvorienta y fina se necesitan silos y áreas de almacenamiento cerrados con dispositivos de eliminación de polvo. Las virutas y cortezas se almacenan durante largos periodos de tiempo en almacenes abiertos especiales, con almacenamiento cubierto reservado para el combustible filtrado y machacado que se va a utilizar diariamente.

El combustible se transfiere normalmente desde los almacenes especiales/silos a la caldera usando transportadores de cinta. El polvo generado durante la descarga y la manipulación de la turba puede provocar daños locales en el área de la central. Se pueden usar transportadores cerrados para reducir el impacto de cualquier material polvoriento.

Un riesgo importante de las centrales eléctricas alimentadas por turba es el riesgo de fuego y explosión. La turba seca entra en combustión con suma facilidad incluso antes de llegar a la caldera; bien en los transportadores de turba o, incluso, en el camión articulado que la transporta. Por lo tanto, es una regla general de seguridad que la humedad de la turba sea, al menos, del 40% durante el transporte hacia la central. De esta forma, se elimina el incremento del polvo fugitivo que sale del combustible y se reduce la aceleración del fuego en los casos de autoignición.

5.1.1.2 TRANSPORTE Y MANIPULACIÓN DE PAJA

El método de transporte, descarga y almacenamiento de la paja es distinto del del carbón, biomasa y turba. La manipulación de la paja para grandes centrales de cogeneración está basada casi exclusivamente en balas, cada una de las cuales pesa aproximadamente entre 400 – 700 kg. Camiones cargados con 20 o 24 balas las transportan desde el área de almacenamiento de las granjas y campos hasta la central. Para descargar los camiones se utilizan puentes-grúa especializados, a la vez que se realiza una comprobación de la calidad (peso y humedad) de la paja. Los datos provenientes de las comprobaciones de calidad se almacenan en un ordenador central de logística. Los lotes de paja (de 10 a 12 balas por lote) se transfieren a un lugar vacante en el área de almacenamiento de la paja o se transfieren directamente al equipo de proceso. El almacenamiento está casi totalmente automatizado y diseñado para almacenar unos 2-3 días de plena capacidad de carga de la caldera.

5.1.2 Tratamiento previo de la biomasa y turba

La humedad de la turba y del combustible de madera es elevada. El secado de la biomasa y de la turba se puede realizar con seguridad como corresponde al sistema de alimentación de combustible, de modo que no se necesita almacenar el combustible una vez seco. Los secadores de vapor son seguros y tienen un bajo impacto ambiental. Ofrecen ciertas ventajas cuando se conectan al ciclo de vapor, en particular para producción de cogeneración, donde la energía de secado se puede convertir completamente en calor. Sin embargo, a pesar de los beneficios de rendimiento, los sistemas de secado de combustible regenerativos sólo resultan económicamente atractivos en contadas ocasiones.

Solía emplearse otro método basado en secar con caudal de gas, que posteriormente alimentaba la pila. Sin embargo, un problema asociado solía ser la posibilidad de generar emisiones orgánicas, tales como parafina y compuestos aromáticos. Estas emisiones pueden crear problemas, ya que la parafina se adhiere a los canales de los gases de combustión y crea un riesgo potencial de fuego en el precipitador electrostático, mientras que los compuestos aromáticos huelen y pueden provocar molestias a los vecinos.

A menudo, se utilizan prensas para eliminar la humedad de los combustibles de corteza con el fin de alcanzar un mayor rendimiento en la central. Sin embargo, salvo que se realice un mantenimiento adecuado en la prensa y ésta se manipule adecuadamente para reducir los niveles de humedad por debajo del 50%, los perjuicios de estas técnicas de tratamiento previo (elevadas emisiones de DOB al agua y empleo y mantenimiento de elevada energía) superan las ganancias obtenidas en el rendimiento de la combustión que se puede esperar del tratamiento previo.

Las balas de paja se transportan desde el área de almacenamiento mediante una grúa o transportadores de hilera, y se desmenuzan antes de entrar en el horno de la caldera.

Resulta beneficioso dejar la paja en los campos un mes, más o menos, después de su cosecha, ya que la lluvia disminuye la cantidad de sustancias alcalinas solubles en agua contenidas en la ceniza de la paja. Estas sustancias alcalinas son perjudiciales para las condiciones de combustión, ya que disminuyen la temperatura de fusión de las cenizas, lo que, a su vez, aumenta el riesgo de sinterización del lecho fluidizado y ensucia la caldera. La cantidad de sustancias alcalinas solubles en agua que estén presentes influye en la velocidad de corrosión de los sobrecalentadores. Del mismo modo, la lluvia recicla y devuelve a la tierra las sustancias alcalinas solubles en agua, lo que facilita el crecimiento de los nuevos cultivos. Aparte del secado natural de la paja en el campo, ningún otro proceso de secado de la paja resulta relevante.

5.1.3 Aspectos especiales de la combustión y gasificación de la biomasa y turba

5.1.3.1 COMBUSTIÓN EN PARRILLA

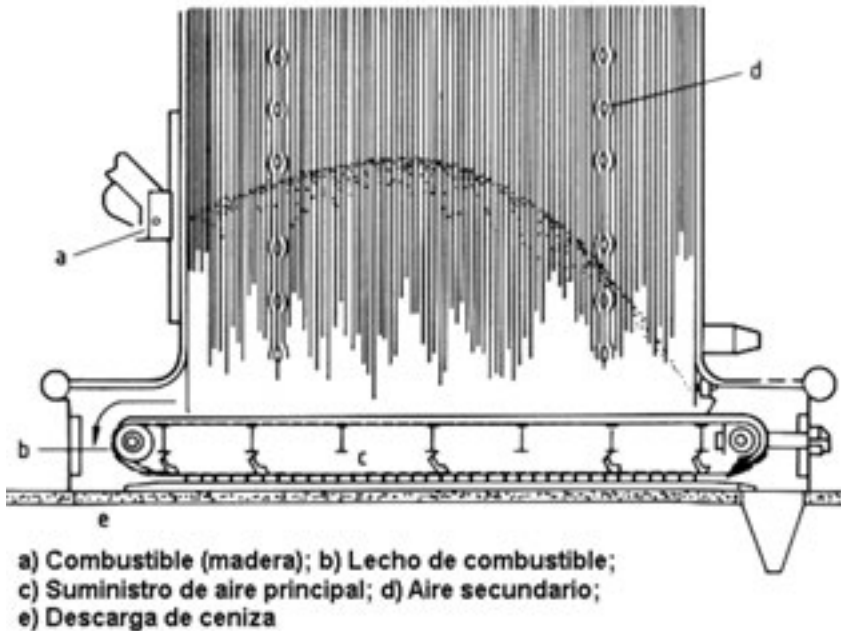
La combustión en parrilla es el principio de combustión más antiguo usado en las calderas. Fue el sistema de combustión más común para pequeñas calderas hasta principios de la década de los ochenta, cuando la combustión en lecho fluidizado comenzó a extenderse, y sustituyó en gran medida a la combustión en parrilla. En la actualidad, la mayor parte de las nuevas calderas de combustibles sólidos con un consumo de combustible de más de 5 MW son calderas de lecho fluidizado. Sin embargo, la combustión en parrilla en este rango de tamaño resulta más habitual en determinados países (por ejemplo, Suecia o Dinamarca) y con determinados combustibles (por ejemplo, aglomerado de madera, paja, madera contrachapeada y residuos de pasta de papel y domésticos). En la actualidad, las parrillas y cargadores se utilizan con poca frecuencia en grandes instalaciones de combustión con entrada de combustible superior a los 50 MW.

El proceso de combustión en parrilla no se controla tan bien como en el caso de los quemadores de combustible pulverizado o en lechos fluidizados. La química y

la temperatura de la combustión pueden variar incluso para el mismo tipo de partículas de combustible, dependiendo de su ubicación dentro de la parrilla. Sobre una parrilla, todos los combustibles se secarán primero, luego sufrirán una pirólisis y, finalmente, la escoria se quemará en la parrilla. La tasa de pirólisis de la energía del combustible puede alcanzar el 80% con los biocombustibles. Los sistemas modernos de control de la combustión en parrilla garantizan un suministro óptimo de aire para la combustión, por lo tanto, un bajo contenido de elementos sin quemar en los gases de salida.

El principio de funcionamiento típico en la combustión en parrilla de carbón difiere de los biocombustibles. Con estos materiales se utilizan normalmente parrillas inclinadas. Pueden activarse mecánicamente o ser estáticas. Si se utilizan parrillas ambulantes, se depositará una capa homogénea sobre ellas. Como alternativa, también se podrá introducir el combustible en la parrilla utilizando el denominado esparcidor ubicado en la pared del horno (sistema esparcidor-cargador). El esparcidor arroja el combustible sobre la parrilla en contra de la dirección que sigue la parrilla en su movimiento. De esta forma se logra el mayor tiempo de combustión para las partículas de mayor tamaño, ya que se lanzarán a una mayor distancia cerca de la entrada de la parrilla ambulante.

Figura 5.2: Combustión en parrilla con esparcidor-cargador para combustibles sólidos [79, Bell y Chiu, 2000]



5.1.3.2 COMBUSTIÓN PARA PAJA

Para el quemado simultáneo de paja con carbón se pueden emplear un elevado número de tecnologías de conversión, pero si la paja se utiliza como único combustible, la solución más usada es la tecnología de combustión en parrilla. Esto se debe principalmente a la tendencia de formación de escorias/sinterización que presenta la paja. Adoptando algunas precauciones especiales, tal como el empleo de aditivos o de materiales especiales para el lecho, también se ha llegado a utilizar centrales de CLF para el quemado de la paja.

Normalmente se emplea una parrilla vibratoria refrigerada por agua y las temperaturas de vapor se tienen que conservar por debajo de los 500 °C para mantener la corrosión dentro de unos límites aceptables. Los sobrecalentadores se tienen que diseñar con mucho espacio, debido a la formación de depósitos. Los sobrecalentadores más calientes no se limpian con soplahollines, ya que los depósitos existentes en la superficie crean una capa protectora contra la corrosión.

5.1.3.3 COMBUSTIÓN DE TURBA PULVERIZADA

A finales de la década de los setenta, la combustión pulverizada demostró ser la más avanzada de todas las tecnologías de combustión, debido a que fue la tecnología utilizada de forma estándar con el carbón. Durante la década de los setenta y primera mitad de los ochenta, las centrales eléctricas de mayor tamaño que empleaban turba estaban basadas en calderas con combustión pulverizada. Sin embargo, la combustión pulverizada de combustibles reactivos resultó ser problemática debido a las dificultades inherentes a los sistemas de secado. Una de las desventajas era la necesidad de combustible de apoyo, debido a los cambios en la calidad del combustible. A finales de la década de los ochenta, la necesidad de controlar las emisiones empeoró aún más la situación.

Con residuos de madera es poco frecuente emplear combustión pulverizada. Las instalaciones son casi siempre demasiado pequeñas para que la combustión pulverizada sea posible [60, Alakangas, 1998]. Sin embargo, algunas centrales aún reducen a polvo el aglomerado de madera y emplean la combustión pulverizada.

Se puede conseguir la reducción de derivados de azufre en el horno utilizando inyección de dolomita o caliza, pero este método resulta poco eficiente y antieconómico. Incluso es posible que se aumente la corrosión por cloro al usar estos adsorbentes. El principio es el mismo que en el caso de la combustión en lecho fluidizado, pero los factores perjudiciales son la inferior densidad de suspensión y los efectos de sinterización provocados porque la temperatura del horno es mayor que en el caso de la combustión en lecho fluidizado.

5.1.3.4 COMBUSTIÓN EN LECHO FLUIDIZADO

Existen dos tipos principales de calderas de combustión en lecho fluidizado (CLF): burbujeante (CLFB) y circulante (CLFC). La combustión en lecho fluidizado se utiliza principalmente en aplicaciones industriales en las que se queman distintos combustibles sólidos tales como carbón, lignito, turba y, en particular, biomasa. En Finlandia, se emplean más las calderas CLFB para la combustión de biomasa y turba, especialmente en calderas de pequeño tamaño y en la industria donde la buena disponibilidad resulta importante. Las calderas CLFC son más frecuentes en instalaciones grandes donde la capacidad de combustión del carbón resulte importante. En Suecia, las calderas CLFC son las más empleadas en la actualidad.

La combustión en lecho fluidizado burbujeante (CLFB) es una moderna tecnología de combustión adaptada especialmente para quemar biocombustibles no homogéneos. La CLFB consta de un lecho de 0,5 a 1,5 m de alto sobre una plancha de distribución de aire fluidizado. La velocidad de fluidización es, aproximadamente, de 1 m/s. La densidad del lecho burbujeante es de unos 1.000 kg/m³. Como materiales del lecho se utilizan normalmente arena, ceniza, combustible, dolomita, caliza, etc. La distribución del tamaño de las partículas en el material del lecho fluidizante suele estar comprendida entre 0,5 – 1,5 mm, ya que las partículas de menor tamaño son transportadas por el flujo de gas fluidizado y las de mayor tamaño se depositan en la plancha de distribución.

La combustión en lecho fluidizado circulante (CLFC) difiere de la CLFB en dos aspectos: el tamaño de las partículas del material del lecho es inferior, está comprendido entre 0,1 y 0,6 mm, y la velocidad de fluidización es superior, entre 4 y 6 m/s. Estos cambios afectan a las condiciones de fluidización, ya que parte del material del lecho lo abandona y atraviesa el horno hacia el segundo paso de la caldera. Estas partículas que salen del horno se separarán del flujo de los gases de combustión mediante un ciclón o utilizando otros métodos de separación, tal como vigas en U, y se les volverá a hacer recircular por el lecho fluidizado. La separación se puede realizar en la mitad de la segunda pasada y, en parte, también a la salida de la caldera, donde se pueden usar precipitadores electrostáticos y filtros de tela.

En la década de los ochenta, la tecnología CLF acaparó el mercado de combustión de madera y turba, y desplazó la combustión en parrilla y de materiales pulverizados, por lo que en la actualidad la técnica CLF es la más utilizada en las nuevas centrales. Estas calderas suelen tener una potencia de combustión inferior a 200 MW y producen tanto electricidad como calor para la industria local o para el sistema de calefacción por distritos. Las calderas alimentadas con turba también suelen diseñarse para quemar otros combustibles de bajo poder calorífico, tales como el carbón. Como combustible auxiliar y de inicio se suele emplear petróleo pesado.

Además, se han reconstruido gran parte de los viejos generadores de vapor con quemadores de turba pulverizada y con secadores de turba asociados para su empleo con la CLF.

La CLF tolera los cambios en la calidad del combustible y no hay necesidad de usar combustible secado y pulverizado.

Control de las emisiones de SO₂ y NO_x en la combustión en lecho fluidizado

Cuando se quema un combustible que contiene azufre, se genera dióxido de azufre y trióxido de azufre. En un lecho fluidizado circulante, se pueden capturar los óxidos de azufre utilizando dolomita o caliza como material del lecho. La dolomita, o la caliza, se calcinan en el lecho por la influencia del calor y la cal calcinada reacciona con los óxidos de azufre para formar sulfato de calcio. Sólo resulta posible una reducción del 90% con los combustibles ricos en azufre. La temperatura del lecho en la CLF (850 °C) es óptima para la recuperación del azufre mediante este método.

En un lecho burbujeante, la combustión se produce principalmente en la zona de la superficie libre y la suspensión densa sólo tiene lugar en el lecho burbujeante. Por lo tanto, la eficiencia de recuperación del azufre es muy inferior en la CLFB que en la CLFC. La eficiencia de reducción en la CLFB suele ser del 30% al 40%. Para obtener una eficiencia superior se necesitan relaciones másicas superiores de Ca/S, de hasta 10.

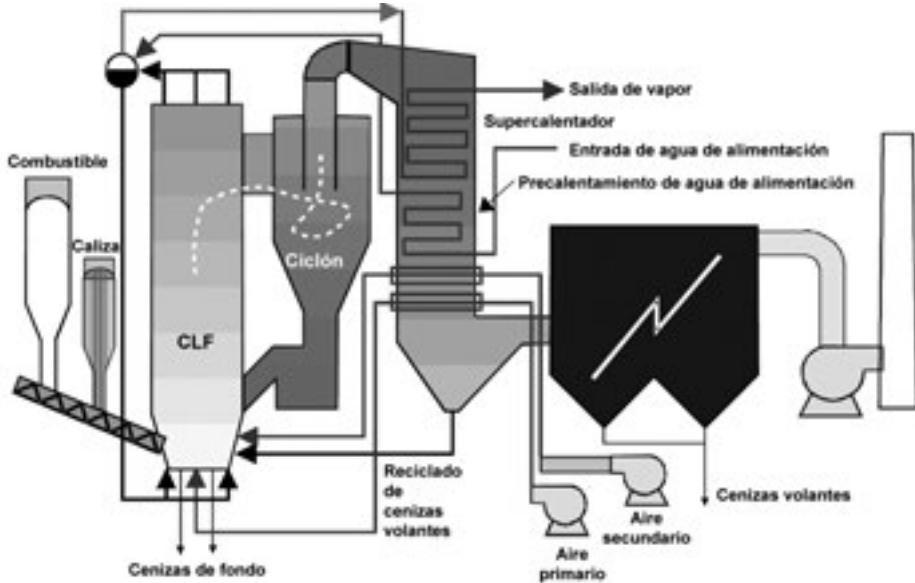
La formación de NO_x térmico se evita en la combustión en lecho fluidizado debido a la baja temperatura de combustión. La combustión baja en NO_x también se puede mejorar en las calderas de lecho fluidizado estratificando el aire de la combustión. La estratificación en la CLFC siempre resulta bastante intensa debido al pobre mezclado horizontal de los gases sobre un área de suspensión densa. La suspensión densa elimina la turbulencia y en la zona de combustión los componentes volátiles del combustible se esparcen hacia arriba desde el punto de inyección.

Los combustibles nitrogenados también pueden formar óxidos de nitrógeno (N₂O). La proporción de combustible nitrogenado que forma óxido nitroso disminuye a un valor insignificante si la temperatura del lecho aumenta hasta los 950 °C. Por otra parte, una elevada temperatura de combustión puede provocar un aumento en las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO y NO₂). En la CLFB, se puede evitar con mayor facilidad el riesgo de las emisiones de óxidos de nitrógeno, ya que la temperatura en la superficie libre se puede mantener muy por encima de los 950 °C.

En la CLFB también se puede implantar una fuerte estratificación del aire de combustión. La tecnología de bajas emisiones de NO_x en la CLFB todavía se en-

cuenta en desarrollo y cada empresa de fabricación de calderas ofrece su propia tasa de reducción.

Figura 5.3: Caldera de lecho fluidizado circulante
 [59, Grupo de trabajo finlandés sobre GIC, 2000]



5.1.3.5 GASIFICACIÓN DE LA BIOMASA

La gasificación de CLF atmosférica (GCLFA) es un proceso por el que el combustible sólido se convierte en gas combustible mediante una oxidación parcial. Se utiliza el aire para fluidizar el lecho dentro del reactor de CLF y, simultáneamente, para oxidar parte del combustible a gas a una elevada temperatura.

El gasificador de CLF atmosférico (Figura 5.4) consta de un reactor en el que tiene lugar el proceso de gasificación, un ciclón para separar el material del lecho circulante del gas y una tubería de retorno para hacer volver el material circulante a la parte inferior del reactor. Tras el ciclón, el gas caliente fluye en el aire precalentado que se encuentra debajo del ciclón. El aire de gasificación, soplado mediante el ventilador de aire de alta presión, se introduce en la parte inferior del reactor a través de una rejilla de distribución de aire. El combustible se introduce en la parte inferior del gasificador a una cierta altura por encima de la rejilla de distribución de aire.

La temperatura de funcionamiento en el reactor es, normalmente, de 800 °C a 1.000 °C dependiendo del combustible y de la aplicación. Cuando entran en el reactor, las partículas del combustible se secan rápidamente y se produce la pri-

Figura 5.4: Gasificador Foster Wheeler [192, GTT, 2003]



mera etapa principal de la reacción, la pirólisis. Durante estas reacciones, el combustible se transforma en gases, carbón vegetal y alquitranes. Parte del carbón vegetal fluye hacia la parte inferior del lecho y allí se oxida para formar CO y CO_2 , lo cual genera calor. Tras esto, una vez que los productos anteriormente mencionados fluyen hacia la parte superior dentro del reactor, se produce una segunda etapa de reacciones. Estas reacciones producen un gas combustible que entra en el ciclón y escapa del sistema junto con un poco de polvo fino. La mayoría de los sólidos del sistema se separan en el ciclón y vuelven a la parte inferior del reactor gasificador. Estos elementos sólidos contienen escorias, que se queman con el aire fluidizado que se introduce a través de las toberas de la rejilla para fluidizar el lecho. Este proceso de combustión genera el calor que se requiere para el proceso de pirólisis y, posteriormente, para la mayoría de las reacciones endotérmicas. El material del lecho circulante sirve como un transportador de calor y estabiliza las temperaturas asociadas con el proceso. Las cenizas más gruesas se acumulan en el gasificador y se pueden eliminar del fondo.

Sin embargo, los lechos fluidizados son bastante sensibles a la baja temperatura de recocido de la ceniza del biocombustible. La atmósfera reductora que existe dentro del gasificador disminuye aún más la temperatura de recocido de la ceniza. Este hecho limita la temperatura de gasificación en la parte superior. En la parte inferior, la temperatura de gasificación está limitada debido a una gasificación incompleta, es decir, el aumento de compuestos de alquitrán en el gas producido.

El alquitrán puede dañar los depuradores cuando se condensa en ese lugar. El alquitrán puede generar coque en los filtros si se adopta el sistema de eliminación de polvo por alta temperatura. Por lo tanto, la ventana técnica de temperatura de funcionamiento de la gasificación del biocombustible es bastante estrecha y puede convertirse en un importante inconveniente económico para las inversiones de una nueva central eléctrica, si se compara con la tecnología usada en las centrales eléctricas convencionales.

5.1.3.6 COGENERACIÓN (C)

Las centrales eléctricas de cogeneración son económicamente factibles para instalaciones de tamaño mucho menor que en el caso de las centrales eléctricas de condensación. También resultan especialmente apropiadas para la combustión de turba y biomasa. Con una instalación de menor tamaño, la turba y el combustible basado en biomasa pueden ser recogidos de un área menor, lo que ayudará a reducir los costes y el impacto ambiental asociado con el transporte del combustible, que suele ser un elemento importante del coste en la turba y biomasa.

En nuestros días, la turba y la biomasa se utilizan principalmente en la producción combinada de calor y electricidad (cogeneración) debido al hecho de que la utilización del combustible es elevada. Es probable que esta tendencia continúe. En 1998, por ejemplo, en las grandes centrales de combustión de Finlandia se utilizaba alrededor de un 75% del combustible de turba en la producción de cogeneración; la cifra correspondiente para la biomasa era del 85%. Sin embargo, en Irlanda, la turba sólo se utiliza para la producción eléctrica.

5.1.3.7 COCOMBUSTIÓN DE BIOMASA Y COMBUSTIBLES FÓSILES

Uno de los principales objetivos y logros de la cocombustión de la biomasa, junto con turba o carbón, por ejemplo, era la reducción de las emisiones de SO_2 y CO_2 . Debido a la sustitución del combustible fósil principal, la emisión de « CO_2 fósil» disminuye, porque la combustión de la biomasa se considera como neutra desde el punto de vista del CO_2 (la emisión de CO_2 correspondiente a la combustión de la biomasa se fija de nuevo cuando la nueva biomasa aumenta). La reducción del CO_2 suele ser el argumento a favor de la cocombustión de la biomasa, incluso aunque las emisiones al aire de otros componentes puedan aumentar en ocasiones.

En muchos casos, las cantidades de biomasa disponibles a un coste razonable en algunos lugares son demasiado bajas para construir una central eléctrica basándose únicamente en la viabilidad económica de la biomasa. El interés económico del uso de estos combustibles disponibles localmente puede aumentar de forma considerable si se pueden quemar junto con un combustible comercial en una central eléctrica ya existente. Sin embargo, existen numerosas restricciones técnicas y ambientales relacionadas con los combustibles que se pueden quemar de forma

conjunta. La cocombustión de la biomasa se ha aplicado con éxito en las centrales eléctricas de CLF de Finlandia, donde el combustible principal es turba, carbón o residuos de madera de la industria de la pulpa y el papel.

El empleo de turba también promueve el uso de madera y permite el empleo de combustibles más caros. Debido a sus características, la turba se puede usar en la cocombustión con la madera. Técnicamente, sería más difícil utilizar únicamente combustible de madera en las centrales existentes debido a los problemas asociados de corrosión y contaminación. La capacidad para quemar turba también garantiza el suministro continuo de combustible en aquellas áreas donde la disponibilidad de combustible de madera es insuficiente para satisfacer la demanda de combustible.

Se tendrá que adoptar otro método cuando el combustible local no se pueda quemar, por motivos técnicos, junto con el combustible comercial principal. En este caso, se deberá construir una instalación de combustión para el combustible local en conexión con la central eléctrica de mayor tamaño. En Dinamarca, se han construido varias instalaciones de combustión independientes para quemar paja en conexión con grandes instalaciones de combustión de carbón o gas. La gasificación de la biomasa y de los combustibles residuales se ha podido comprobar en una central eléctrica finlandesa y en otra austriaca.

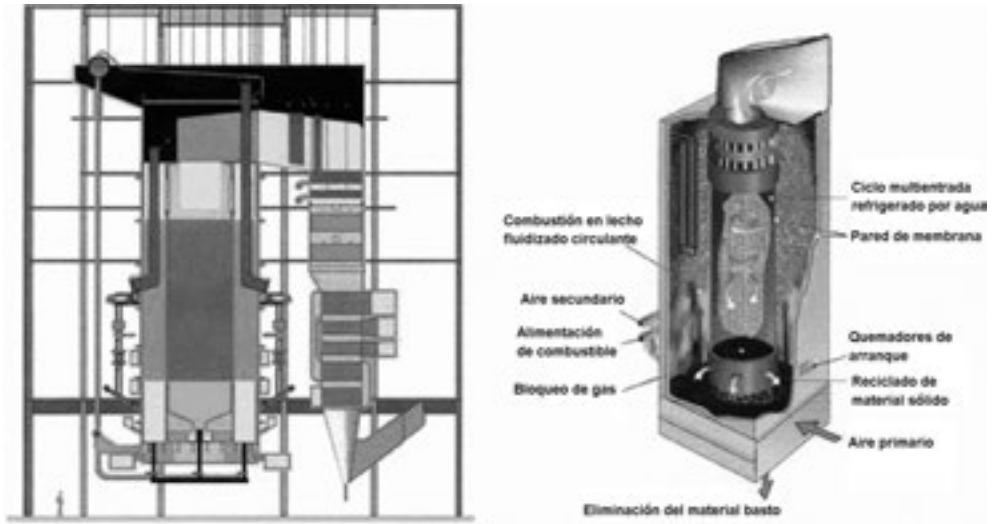
El proceso de combustión en lecho fluidizado (CLF) proporciona unas excelentes condiciones para quemar con eficiencia una amplia variedad de combustibles con bajas emisiones. La cocombustión de la biomasa con carbón es también una forma muy eficaz de reducir las emisiones específicas de SO_2 .

La caldera de CLFC se puede diseñar como una caldera multicomcombustible, es decir, para que se pueda obtener una plena capacidad quemando únicamente combustibles derivados del carbón, con combustión combinada o quemando sólo biomasa. En la cocombustión de carbón y biomasa deberán existir sistemas de alimentación de combustible independientes y separados debido a los distintos sistemas de manipulación de combustible. También habrá que garantizar el funcionamiento flexible y gradual de todas las posibles combinaciones de combustibles.

En el proceso de lecho fluidizado burbujeante (LFB), la velocidad de fluidización se reduce y no se produce el retorno de partículas finas por medio de un ciclón. El proceso de LFB es una aplicación altamente viable para la combustión de la biomasa.

Las bajas emisiones de NO_x asociadas con el proceso de lecho fluidizado son el resultado de las bajas temperaturas del horno además de la alimentación estratificada del aire (normalmente por debajo de los 200 mg/Nm^3). Para disminuir aún más las emisiones de NO_x , se puede instalar fácilmente un sistema de inyección

Figura 5.5: Caldera industrial de CLF con un ciclón multientrada aplicada a la cocombustión [103, Kvaerner Pulping Oy, 2001]

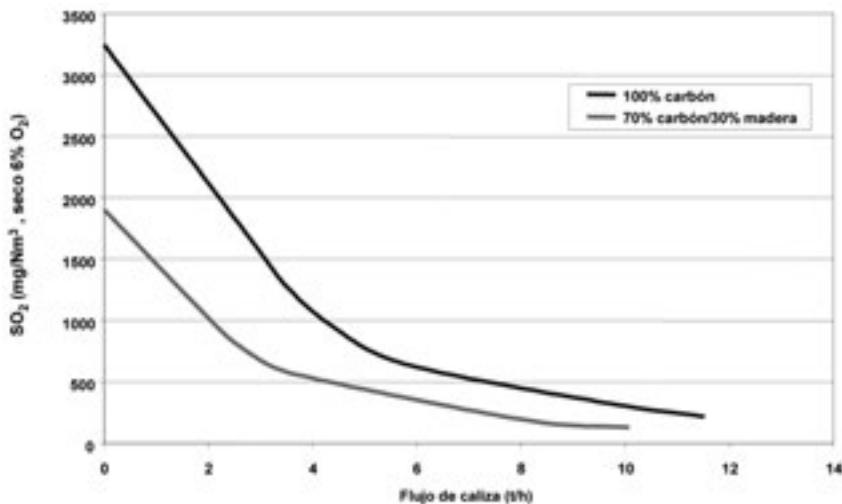


de amoníaco (RNCS), que puede lograr niveles de emisión cercanos o inferiores a los 100 mg/Nm^3 , con un 6% de O_2 seco. Las emisiones de SO_x se controlan mediante la inyección de caliza en el horno, donde las condiciones de desulfuración resultan favorables. La cocombustión de biocombustible con carbón reducirá aún más las emisiones de SO_2 y el consumo de caliza. En los procesos de cocombustión de carbón-biomasa, todas las emisiones principales son bajas y las emisiones de CO_2 se reducen en proporción a la potencia combustible de la biomasa.

A continuación se presentan algunas experiencias con la cocombustión de la biomasa y otros combustibles, principalmente carbón y lignito:

1. En una central eléctrica de Dinamarca se ha utilizado hasta un 20% de madera como cocombustible. Se trata de una caldera de combustión frontal con circulación natural y una capacidad de 125 MW_e . Se quemó madera pulverizada en dos quemadores especialmente adaptados. No se advirtieron efectos negativos y se espera que sean posibles unos porcentajes de cocombustión aún superiores. La emisión de NO_x disminuyó un 35%. En Dinamarca, los combustibles de biomasa más importantes son la paja, y en menor medida, madera proveniente de cultivos energéticos (sauce). Se sabe que el elevado contenido de cloruro de potasio de la paja causa graves problemas de formación de escorias y corrosión.
2. Se han realizado pruebas con paja en una central eléctrica danesa (150 MW_e). Se probó hasta un 25% en cocombustión en campañas con duraciones que variaban entre cuatro semanas a cuatro meses. Las principales conclusiones fueron las siguientes:

Figura 5.6: Efecto de la cocombustión de la biomasa en las emisiones de SO₂ (500 MW_{th}, 1,2% de azufre en carbón)
 [103, Kvaerner Pulping Oy, 2001]



- las emisiones de NO_x y SO₂ disminuyeron, aumentaron las emisiones de polvo y HCl;
 - se observó un pequeño incremento en la velocidad de corrosión del sobrecalentador. La duración total de las pruebas fue demasiado corta como para poder cuantificar este hecho (se estimó que habría habido un 50% de incremento con una proporción del 10% de cocombustión);
 - cuando se utiliza como cocombustible más del 10% de paja, el contenido básico de la ceniza volante supera el límite para la aplicación en cemento. Para la aplicación en hormigón, este valor está cercano al 20% de cocombustión;
 - las muestras de catalizador NO_x expuestas a los gases de combustión muestran una rápida disminución de la actividad.
3. Las briquetas de biomasa sirven como cocombustible en una central eléctrica de lignito en Alemania (280 MW_e). No se ha observado ningún problema al quemar cantidades de hasta un 10% (basado en masa).
 4. Se utilizó hasta un 7% (basado en masa) de piedras de aceituna prensada (madera obtenida de piedras de aceituna prensada) como cocombustible en una central eléctrica griega que consta de tres unidades de combustión de lignito, con una potencia total instalada de 550 MW, durante un periodo de unos seis meses. Algunas características especiales de la piedra de aceituna prensada con respecto al lignito en bruto son: su poder calorífico muy superior, una humedad y contenido en cenizas notablemente inferiores y su mayor contenido de materias volátiles. En lo que respecta a la composición de la ceniza, se constató una concentración muy superior de óxidos metálicos y menores porcenta-

jes de compuestos de silicio y aluminio, lo que daba lugar a menores temperaturas de fusión. Los experimentos mostraron que no se produjo ningún cambio en los parámetros de operación del vapor (flujo másico, temperatura y presión), formación de escorias y del contenido de combustible sin quemar en las cenizas. Debido a un contenido en azufre significativamente menor de la piedra de aceituna prensada, se redujeron las emisiones de SO_2 .

5. En los Países Bajos se han realizado pruebas de cocombustión de biomasa en calderas de carbón pulverizado, en una proporción del 3%, sobre una base térmica. En algunas centrales, la biomasa se pulveriza junto con el carbón. En el apartado 8.1.3. se han descrito algunas referencias con pulverización independiente y con gasificación de madera residual. En la actualidad se encuentran en desarrollo algunas iniciativas para trabajar con mayores cantidades.
6. Se ha utilizado madera como cocombustible en una central eléctrica de los EE. UU. La madera se muele en molinos independientes y se introduce en las hileras inferiores de los quemadores. Porcentajes de hasta el 10% de cocombustión apenas dieron algún problema, aparte de un elevado contenido de carbón sin quemar en las cenizas inferiores (se podían ver grandes cantidades de brasas de madera en la descarga de la ceniza de fondo).
7. En otra central eléctrica de los EE. UU. se realizó la cocombustión con hasta un 5% de madera. La madera fue molida junto con el carbón, debido a las limitaciones causadas por la falta de un sistema de molienda alternativo. Sin embargo, se informó de que esto no tuvo influencias significantes en el funcionamiento ni el rendimiento de la caldera.
8. En una central eléctrica de 100 MW_e en Georgia (EE. UU.) se utilizó una cantidad de 124 toneladas de madera como cocombustible. Esta mezcla consistía en una mezcla de serrín y madera proveniente de podas de árboles. El porcentaje de la cocombustión varió entre el 9,7% y el 13,5% del carbón utilizado normalmente en la combustión. Con el fin de mantener un buen rendimiento de la caldera, la combustión se realizó utilizando un nivel de aire suficientemente elevado (4,2% de O_2 en el economizador). Cuando cambiaba la distribución de calor en la caldera, disminuía la temperatura del sobrecalentador.
9. En una central eléctrica de 54 MW_e (Georgia, EE. UU.), se llevó a cabo una breve prueba de cocombustión con hasta un 40% (base energética) de madera. La caldera se modificó sólo ligeramente. También se utilizó como cocombustible gas natural a plena carga para obtener una llama estable (36% de madera, 17% de gas, y 47% de carbón). El rendimiento de la caldera disminuyó debido a la humedad de la madera y a la presencia de carbón sin quemar en la ceniza.

5.1.4 Limpieza de los gases de combustión

5.1.4.1 CONTROL DE EMISIONES DE LA COMBUSTIÓN EN PARRILLA

Cuando se quema biomasa (por ejemplo madera, paja, etc.) o turba utilizando sistemas de combustión de parrilla, la mayor parte de la ceniza queda en la parrilla y se recoge como cenizas de fondo. Sólo una pequeña cantidad de ceniza abandona el horno en forma de cenizas volantes y se deben capturar en los dispositivos de reducción de polvo.

5.1.4.1.1 *Disminución del polvo*

Para disminuir el polvo de las centrales de combustión en parrilla, se utilizan normalmente filtros de tela y precipitadores electrostáticos (PE), aunque el filtro de tela es el sistema más empleado.

5.1.4.1.2 *Disminución de las emisiones de SO₂*

La eliminación del azufre en la parrilla no es posible debido al mínimo tiempo de contacto entre los óxidos de azufre y la base reactiva introducida en la parrilla. La inyección de caliza en el horno es posible, pero no resulta eficaz. En centrales eléctricas basadas en parrilla de menor tamaño que utilizan como combustible turba y biomasa, el contenido en azufre del combustible es bajo o, con frecuencia, moderado. Por lo tanto, las emisiones son frecuentemente tan bajas que no resulta necesario practicar una desulfuración.

Normalmente, cuando se utiliza turba con un mayor contenido en azufre, se suelen aplicar procesos de inyección seca. La inyección de hidróxido de calcio en forma seca antes del filtro de mangas puede lograr una reducción suficientemente elevada. En el horno, la inyección de caliza junto con un lavador de activación basado en óxido de calcio también resulta bastante eficaz en algunos casos. Estas medidas también eliminan otras emisiones perjudiciales, tales como HCl.

5.1.4.1.3 *Carbón sin quemar en las cenizas*

En lo que respecta al contenido de carbón no quemado en las cenizas de la combustión en parrilla, el objetivo es alcanzar la mejor combustión posible con el fin de obtener el rendimiento óptimo o la mejor utilización posible del combustible. Sin embargo, de acuerdo con las características técnicas y del combustible, puede producirse un mayor contenido de carbón sin quemar en las cenizas en los procesos de combustión en parrilla de la biomasa.

5.1.4.1.4 *Disminución de las emisiones de NO_x*

La menor temperatura de combustión de los sistemas de parrilla suponen una ventaja para la eliminación de las emisiones de NO_x. Sin embargo, los catalizadores de RCS (reducción catalítica selectiva) se desactivan rápidamente, normalmente después de sólo 100 horas aproximadas de operación, lo que conduce a una disminución importante en la tasa de reducción de las emisiones NO_x. En ocasiones, se utilizan hornos de aire de sobrefuego para disminuir las emisiones de NO_x.

Los mecanismos de reducción de NO_x son los mismos que en la combustión en lecho fluidizado burbujeante. Una combustión eficiente con bajas emisiones de NO_x requiere un sistema sofisticado de aire secundario y un diseño especial del horno que permita dos zonas de combustión.

La RCS de alto contenido en partículas no resulta una solución viable para las centrales que utilicen como combustible paja o madera, ya que conduce al envenenamiento de la RCS debido a la formación de sales de potasio. Además, la regeneración de un sistema RCS envenenado resulta muy cara.

5.1.4.2 CONTROL DE EMISIONES AL AIRE DE LA COMBUSTIÓN DE TURBA PULVERIZADA

5.1.4.2.1 *Disminución del polvo*

En los procesos de combustión de turba pulverizada, la mayor parte de las cenizas es transportada por los gases de combustión fuera de la cámara de combustión. Sólo una pequeña parte se recoge como cenizas de fondo.

Entre las tecnologías de eliminación de polvo, el PE es, con mucho, el equipo utilizado con mayor frecuencia en las centrales eléctricas europeas. Los PE recogen las cenizas volantes, generalmente en una forma seca, que posteriormente podrán ser acumuladas en vertederos o recicladas siendo utilizadas en la construcción de carreteras o para fabricar productos tales como cemento y hormigón. Los filtros de tela también se pueden usar en las centrales de combustión de turba pulverizada.

5.1.4.2.2 *Disminución de las emisiones de SO₂*

En las centrales eléctricas que emplean turba, el contenido en azufre del combustible es bajo o, con frecuencia, moderado. Por lo tanto, las emisiones suelen ser tan bajas que no se aplica normalmente ningún procedimiento de desulfuración.

Los procesos de inyección seca se aplican normalmente para turbas con un mayor contenido en azufre. La inyección de hidróxido de calcio en forma seca antes del filtro de mangas puede lograr un porcentaje de reducción suficientemente elevado. En el horno, la inyección de caliza junto con un lavador de activación de óxido de calcio, puede resultar también bastante eficaz en algunos casos. Estas medidas eliminan asimismo otras emisiones perjudiciales, tales como el HCl.

5.1.4.2.3 Disminución de las emisiones de NO_x

Como las temperaturas de combustión en el quemado de turba son inferiores a las temperaturas que se alcanzan, por ejemplo, en la combustión de hulla, las emisiones de óxido de nitrógeno se reducen mediante tecnología de combustión (sistema de suministro de aire estratificado) o empleando un sistema de inyección de amoníaco (RNCS).

5.1.4.3 CONTROL DE EMISIONES EN LA COMBUSTIÓN EN LECHO FLUIDIZADO DE BIOMASA Y TURBA

En los sistemas basados en lecho fluidizado, el combustible se utiliza en una forma toscamente molida y, por este motivo, la mayor parte de las cenizas se acumulan en la parte inferior del horno. En los sistemas de combustión en lecho fluidizado circulante (CLFC) se expande la zona del lecho utilizando velocidades más elevadas del flujo del aire y las cenizas (que son necesarias para este tipo de combustión) tienen que recircular lateralmente junto con los gases de combustión. La precipitación centrífuga es un componente que forma parte integral de la CLFC para recuperar las partículas bastas de ceniza, tal y como se muestra en la Figura 5.7.

5.1.4.3.1 Disminución del polvo

Para disminuir la presencia de polvo en las calderas de combustión en lecho fluidizado (CLF) alimentadas con biomasa y turba, se aplican normalmente filtros de tela y PE, aunque el filtro de tela suele ser la técnica preferida.

5.1.4.3.2 Disminución de las emisiones de SO₂

El grado de desulfuración en las calderas de CLF alimentadas con turba suele ser significativamente inferior que en el caso de las calderas de CLF alimentadas con carbón. De acuerdo con los datos obtenidos en una caldera de CLF finlandesa alimentada con turba, el grado de desulfuración con relaciones moderadas de Ca/S (3 – 5) para calderas de CLFC y CLFB alimentadas con turba, está comprendido entre el 30% y el 40%. La desulfuración no aumenta por encima del 45% en las calderas de LFB, incluso con proporciones de Ca/S muy superiores. En la CLFC, el grado de desulfuración máximo alcanzable está en torno al 80%, pero éste sólo se puede lograr con una relación de Ca/S muy elevada. Una relación ele-

Figura 5.7: Flujo del material del lecho y del combustible en una caldera de CLFC que utiliza biomasa como combustible [91, Kokk et ál., 2000]



vada de Ca/s pone en peligro la reutilización de las cenizas volantes una vez precipitadas, lo que se traduce en la recomendación de unos porcentajes de reducción inferiores (y del uso de una menor cantidad de sorbentes).

El empleo de sorbentes aumenta la cantidad de cenizas producidas en la central eléctrica. Existe una posibilidad de reducir el rendimiento en la precipitación electrostática, debido a las propiedades del sorbente. Esto provoca una mayor emisión de partículas, especialmente cuando se utilizan grandes cantidades de sorbente para reducir las emisiones de óxido de azufre.

5.1.4.3.3 Disminución de las emisiones de NO_x

Las emisiones de NO_x en sistemas de combustión en lecho fluidizado (CLF) suelen ser sensiblemente inferiores que en sistemas convencionales de combustión de combustible pulverizado. La temperatura de combustión en la CLF suele ser inferior, lo que garantiza un bajo nivel de formación de NO_x térmico. En estas condiciones, todas las emisiones de NO_x suelen ser provocadas por el nitrógeno unido al combustible.

La formación de NO_x en sistemas de CLF se puede limitar aún más minimizando la proporción en exceso de aire y estratificando el aire de la combustión. En las calderas de lecho fluidizado modernas se instalan puertos de aire secundarios además de las tomas de aire fluidizado. Parte del aire de combustión se inyecta a través de estos puertos independientes, que se encuentran ubicados en la parte superior del horno, en los niveles 1 a 3. De esta forma, la parte inferior del horno se puede manejar con una menor proporción de aire, que inhibe la formación de NO_x . Las corrientes de aire secundarias y terciarias inyectadas a través de los puertos de aire superiores garantizan una combustión completa. La producción de óxido de nitrógeno parece ser superior en sistemas de CLF (especialmente en los sistemas basados en lecho fluidizado circulante) que en los sistemas de combustión convencionales basados en combustible pulverizado, debido a una degradación más lenta del compuesto por las inferiores temperaturas de combustión.

Las medidas secundarias, tales como los procesos de reducción catalítica selectiva o no selectiva (RCS o RNCS), también resultan posibles y se han aplicado en calderas de CLF alimentadas con biomasa en Suecia y Finlandia. El sistema de RNCS se ha utilizado ampliamente en estos países durante muchos años y se la considera una tecnología bien establecida para la combustión de biomasa (emisiones de NO_x típicas: 40 – 70 mg/MJ; y emisiones de NH_3 : 3 – 10 ppm). La RCS comenzó a ser utilizada a mediados de la década de los noventa. En la actualidad, existen seis calderas que funcionan con el sistema de RCS dentro del sector energético. Cinco de ellas son de lecho fluidizado (CLFC/CLFB) para cogeneración y otra es una pequeña parrilla (40 MW – mezcla de biomasa/turba) para cogeneración. En todas las calderas de CLF se ha considerado favorable la aplicación de una combinación de RNCS y RCS (alto contenido en partículas). La parrilla tiene un solo sistema de RCS (bajo contenido en partículas). Normalmente, las emisiones de NO_x tras una RCS son inferiores a 30 mg/MJ (<90 mg/m³).

Un problema asociado a la RCS es la desactivación del catalizador, que resulta más rápida cuando se quema biomasa que cuando se utiliza carbón. Los resultados obtenidos en las calderas CLF alimentadas con madera muestran unas pérdidas del catalizador del 20 – 25% (de media) de su actividad relativa durante una sesión de producción normal de calor.

La relativamente elevada velocidad de desactivación se debe principalmente al alto contenido de álcali (principalmente potasio) en los gases de la combustión. Esto significa que existe una necesidad de regenerar el catalizador. Esta regeneración se puede lograr, por ejemplo, cada segundo año lavando el catalizador con agua (o con ácido sulfúrico) una vez extraído el catalizador del sistema. Sin embargo, también se han obtenido resultados prometedores de algunas pruebas que aspiraban a un lavado *in situ* con agua seguido de una sulfatación (tratamiento con gas SO_2). Sin embargo, con el fin de mejorar la técnica y la viabilidad económica de la RCS para los biocombustibles, hace falta realizar un mayor esfuerzo en investigación.

5.1.5 Tratamiento de agua y aguas residuales

Las emisiones contaminantes en el agua o en el suelo no constituyen un problema importante para las grandes centrales de combustión de turba o biomasa.

5.1.6 Manipulación de los subproductos y residuos de la combustión

Las centrales eléctricas de turba producen cenizas y otros productos a partir de la inyección de caliza. La mayor parte de la ceniza son cenizas volantes provenientes del sistema de limpieza de los gases de combustión (precipitadores electrostáticos o filtros de tela). Aproximadamente el 10 – 20% del total de las cenizas son cenizas de fondo. Estos materiales se pueden reutilizar o, simplemente, eliminar.

En la actualidad, la turba se utiliza rara vez como combustible único ya que, con frecuencia, suele ser quemado junto a otros combustibles, tales como la madera. Por tanto, en la mayor parte de los casos, se produce una ceniza mixta. Las propiedades de este tipo de ceniza mixta son diferentes de las cenizas provenientes de la turba y, por lo tanto, las oportunidades de utilización son ligeramente distintas.

La ceniza de turba se puede usar como material en bruto y como aditivo en la construcción y en la industria de material de edificación y, por ejemplo, como un material de construcción de carreteras. También se puede usar en el tratamiento de aguas residuales. Las propiedades geotécnicas y los constituyentes minerales de la ceniza tienen que investigarse caso por caso antes de su empleo comercial.

La cocombustión de la madera y turba producen una ceniza con una composición ligeramente distinta, lo que hace más difícil su empleo como material de construcción.

En la estabilización de aglomerado de minerales y en el hormigón, se pueden utilizar las cenizas volantes de la turba para sustituir un mejor material de agregación o como componente del cemento.

Las cenizas producidas en las centrales eléctricas alimentadas con turba se pueden transportar, por ejemplo, a áreas pantanosas. La eliminación de las cenizas en zonas pantanosas aisladas resulta aceptable desde el punto de vista ambiental y también es económicamente aconsejable. En algunos países, como Irlanda, se elimina la ceniza en vertederos controlados pero, incluso en estos casos, la calidad de la ceniza se deberá comprobar antes (por ejemplo, pruebas de solubilidad) y después, por ejemplo supervisión ambiental del vertedero.

Los aspectos ambientales y sanitarios se deben tener en cuenta en la planificación de las instalaciones. Por lo que respecta al vertido, las cenizas de turba y de car-

bón son bastante similares. Puede producirse alguna molestia temporal debido al polvo o al ruido provocado por el tráfico y las máquinas que trabajen en estos lugares. El ajardinamiento de la instalación podrá adaptar las zonas pantanosas al paisaje circundante.

Las cenizas volantes de turba se pueden usar como fertilizantes en bosques y campos. La ceniza de turba contiene algunos nutrientes y cal que las centrales necesitan. Sin embargo, se deberá tener en cuenta la normativa y aspectos sanitarios y ambientales antes de que se dé cualquier empleo comercial a las cenizas de la turba como fertilizante.

Las cenizas volantes que son resultado de la combustión de la paja suelen ser eliminadas principalmente debido a su elevado contenido en cadmio. Las cenizas de fondo suelen ser transportadas de nuevo a los campos o usadas como material de construcción de carreteras.

5.2 Ejemplos de técnicas y procesos aplicados

Esta parte del capítulo 5 contiene una serie de ejemplos sobre técnicas y procesos que se aplican actualmente en las distintas instalaciones de combustión de biomasa. El objetivo de estos ejemplos es demostrar la forma en que se han aplicado determinadas técnicas en las centrales nuevas o modernizadas con el fin de asegurar un elevado nivel de protección para el medio ambiente en su conjunto, teniendo en cuenta, en cada caso, los requisitos ambientales y las condiciones específicas de cada emplazamiento. Sin embargo, a partir de la información recogida, no siempre resulta claro si cada una de las técnicas descritas en estos ejemplos han sido evaluadas de acuerdo con la definición de MTD proporcionada en el artículo 2 (11) de la Directiva (y, en caso afirmativo, cómo lo han sido) así como de acuerdo con la lista de «aspectos que deben tenerse en cuenta con carácter general o en un supuesto particular cuando se determinen las mejores técnicas disponibles (...), teniendo en cuenta los costes y ventajas que pueden derivarse de una acción y los principios de precaución y prevención» y, como consecuencia, en qué forma se ha seleccionado y aplicado la técnica. Además, no se puede garantizar que el rendimiento ambiental presentado sea constante y continuo bajo cualquier condición de funcionamiento, durante cuánto tiempo, en el caso de que surja algún problema y qué efectos cruzados tiene, si es que hay alguno. Además, tampoco resulta siempre evidente cuál es el auténtico motivo para aplicar la técnica y en qué forma se encuentran relacionados los costes y beneficios ambientales en cada caso. Por lo tanto, la información proporcionada en los siguientes ejemplos tiene como único objetivo proporcionar indicaciones generales de las prácticas actuales comunicadas y no la de ser consideradas como puntos de referencia apropiados. Las técnicas que se muestran como ejemplos se derivan de la información suministrada y evaluada por los miembros del grupo de trabajo técnico como parte del intercambio de información sobre grandes instalaciones de combustión.

5.2.1 Técnicas individuales para reducir las emisiones de las grandes instalaciones de combustión alimentadas con biomasa y turba

EJEMPLO 5.2.1.1 DESULFURACIÓN MEDIANTE INYECCIÓN DE CALIZA PARA CALDERAS DE CLFC Y CLFB ALIMENTADAS CON TURBA (ESTUDIO DE UN CASO PRÁCTICO)

Descripción: Se comprobaron las máximas eficiencias de eliminación de SO₂ mediante inyección de caliza y se analizó el coste de la desulfuración en una instalación de CLFC alimentada por turba ya existente y en una instalación de LFB alimentada por turba ya existente. El objetivo del estudio era determinar el nivel máximo alcanzable de desulfuración en centrales de CLF ya existentes alimentadas con turba, con una inyección *in situ* de caliza en el lecho y también para evaluar los costes de la desulfuración.

Beneficios ambientales obtenidos: en la caldera de CLF, el menor nivel de emisión alcanzable de 200 mg/Nm³ (O₂ = 6%) fue conseguido con una relación Ca/S de 10, cuando el contenido de azufre del combustible era del 0,17%. La central de CLF funciona normalmente a un nivel de emisión de 360 mg/Nm³ (O₂ = 6%) con una relación Ca/S de 2 – 4 (dependiendo de la caliza). En la caldera de LFB, el mayor grado de desulfuración alcanzable se encontraba próximo al 45% con una relación Ca/S de 7, cuando el azufre contenido en la turba era del 0,25%. La emisión del SO₂ fue de 280 mg/Nm³ (O₂ = 6%). Una mayor adición de caliza no provocó un mayor grado de desulfuración. El funcionamiento normal de la central LFB, con un nivel de 360 mg/Nm³ (O₂ = 6%), se obtuvo con una relación Ca/S comprendida entre 2 y 4.

Tabla 5.1: Resumen de los resultados del estudio de un caso práctico

Caldera	CLF	LFB
Contenido de S en el combustible (%)	0,17	0,25
NIVEL NORMAL DE FUNCIONAMIENTO		
Emisiones de SO ₂ (mg/Nm ³ (O ₂ = 6%))	360	360
Relación Ca/S	2 – 4	2 – 4
Coste de la desulfuración (EUR/t SO ₂ eliminado)	1.300	1.400
EMISIÓN MÍNIMA ALCANZABLE		
Emisiones de SO ₂ (mg/Nm ³ (O ₂ = 6%))	200	280
Relación Ca/S	10	7
Coste de la desulfuración (EUR/t SO ₂ eliminado)	1.800	1.950
Coste marginal de la desulfuración entre el nivel normal de emisión y el nivel alcanzable (EUR/t SO ₂ eliminado)	2.100	2.700
Coste de la desulfuración utilizando tecnología de torre de pulverización semiseca (EUR/t SO ₂ eliminado)	6.800	3.200

También se realizó una evaluación del coste que hubiera tenido la desulfuración en el caso de que se hubiera aplicado la tecnología de torre de pulverización semiseca. Tal y como se puede ver en la Tabla 5.1, estos costes hubieran sido muy superiores que en el caso de la adición *in situ* de caliza en el lecho.

Aspectos económicos: Como se puede ver, el coste total de la desulfuración a un nivel normal de funcionamiento (emisiones de SO_2 de 360 mg/Nm^3 ($\text{O}_2 = 6\%$) en ambas centrales) rondaba los 1.300 EUR/t de SO_2 eliminado en la caldera CLFC y los 1.400 EUR/t de SO_2 eliminado en la caldera LFB, siendo ambos considerablemente superiores que el coste asociado en la reducción de una tonelada de SO_2 en la combustión de carbón pulverizado con depuración húmeda. Al aumentar el grado de desulfuración a los niveles inferiores alcanzables, 200 mg/Nm^3 ($\text{O}_2 = 6\%$) para la CLFC y 280 mg/Nm^3 ($\text{O}_2 = 6\%$) para LFB, los costes marginales asociados con esta desulfuración adicional rondaban los 2.100 EUR/t de SO_2 eliminada y los 2.700 EUR/t de SO_2 eliminada, respectivamente.

Motivo principal para su implantación: reducción de las emisiones de SO_2 .

Bibliografía: [59, Grupo de trabajo finlandés sobre GIC, 2000], [100, Kouvo y Salmenoja, 1997].

5.2.2 Mejora del rendimiento ambiental de las grandes centrales de combustión ya existentes alimentadas con biomasa y turba

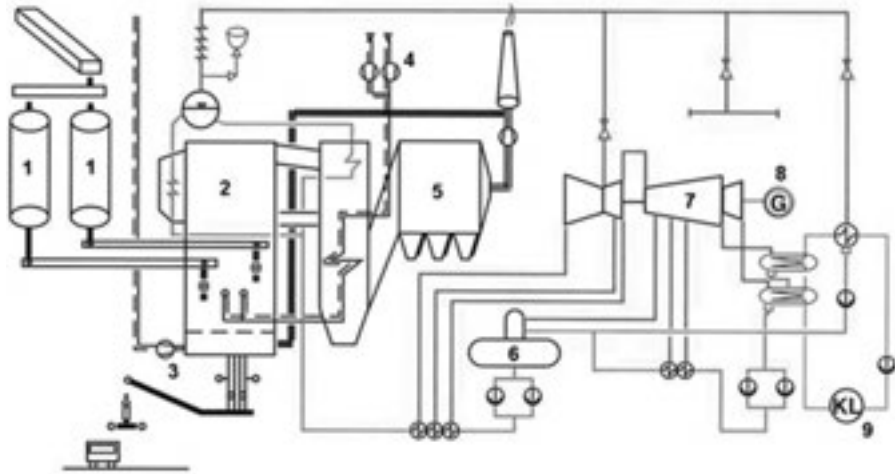
EJEMPLO 5.2.2.1 CONVERSIÓN DE UNA CALDERA VIEJA DE TURBA PULVERIZADA EN UNA CALDERA MODERNA DE LECHO FLUIDIZADO

Descripción: en 1996, se transformó la tecnología de combustión utilizada en una central en funcionamiento en Finlandia: se pasó de una caldera vieja de turba pulverizada de 20 años de antigüedad a una caldera de lecho fluidizado burbujearante. Para convertir la vieja central, se sustituyó toda la parte frontal de la caldera original con el fin de permitir la nueva configuración de la combustión. Gracias a la nueva tecnología, la caldera se convirtió en una caldera multicom bustible. Al mismo tiempo, se incrementó la capacidad de la caldera en un 20%.

Beneficios ambientales obtenidos: la combustión por tecnología de lecho fluidizado ha reducido las emisiones de nitrógeno contenido en los gases de combustión a cerca de la mitad de los valores anteriores. Del mismo modo, también se han reducido las emisiones de polvo debido al empleo de un PE plenamente renovado.

Campo de aplicación: la idea de convertir una caldera de turba pulverizada ya existente en una caldera de lecho fluidizado es, en principio, transferible, pero tiene que validarse caso por caso.

Figura 5.8: Caldera de CLFB construida a partir de una caldera de turba pulverizada [99, Oulun Energia, 1997]



1. Silos de turba 2. Caldera 3. Ventilador de aire primario 4. Ventilador de aire secundario
 5. Precipitador electrostático 6. Tanque de agua de alimentación 7. Turbina 8. Generador
 9. Calefacción de distrito / consumidores

Efectos cruzados: rendimiento superior.

Datos de funcionamiento: la central funcionará como una central de cogeneración:

- potencia del vapor 242 MW
- temperatura del vapor 540 °C
- rendimiento del combustible 90%

Aspectos económicos: no disponible.

Motivo principal para su implantación: niveles bajos de emisión de NO_x y polvo, se alcanzan unos rendimientos superiores y se prolonga el tiempo de vida de la central.

Bibliografía: [99, Oulun Energia, 1997].

EJEMPLO 5.2.2.2 COCOMBUSTIÓN DE BIOMASA EN UNA CENTRAL ELÉCTRICA ALIMENTADA CON LIGNITO NEGRO PULVERIZADO

Descripción: en 1996, se evaluó la cocombustión de elementos prensados provenientes de diferentes fuentes de biomasa en distintos experimentos y unidades (A y B) de la central eléctrica del ejemplo. Los resultados de los experimentos de cocombustión se presentan a continuación.

Cocombustión de elementos prensados en la unidad A

La unidad A tiene una potencia térmica nominal de 280 MW y una producción bruta de potencia de 108 MW_e. El combustible es lignito negro y, por ello, era necesaria una central DeNO_x, con una técnica RCS para un número de partículas elevado junto con otras medidas primarias. Además, se instalaron un PE y un sistema de DGC húmeda. Para la cocombustión, no fue necesaria ninguna instalación adicional. Los elementos prensados se mezclaron con el lignito en el área de almacenamiento, lo que produjo unas emisiones de polvo bastante elevadas. Los elementos prensados tenían una forma cilíndrica, un diámetro de unos 25 mm y habían sido fabricados a partir de tres fuentes distintas de biomasa:

- paja;
- plantas de cereales;
- pasto proveniente de cultivos.

Se realizaron cuatro experimentos durante los fines de semana, cada uno con una duración de 24 horas, utilizando elementos prensados de cada tipo. Además, se evaluó la cocombustión de elementos prensados de paja durante un periodo de tres semanas. La proporción de la biomasa en la potencia térmica total fue del 4,6 al 13,3%.

Cocombustión de virutas de madera residual en la unidad B

La unidad B tiene una potencia térmica nominal de 803 MW y una producción bruta de potencia de 316 MW_e. La configuración del control de emisión es idéntica a la existente en la unidad A. Las virutas de madera se introdujeron en las carboneras de carbón donde se mezclaron con el lignito. A medida que las virutas de madera se apelmazan en los molinos de carbón, caen en la parrilla de incandescencia residual, donde se queman parcialmente en un lecho flotante. Las partículas no quemadas de mayor tamaño de las cenizas de la caldera se vuelven a introducir en la carbonera de carbón. La concentración de impurezas en las virutas de madera no debe exceder determinados valores (consulte la Tabla 5.2). No se puede quemar madera residual tratada con acabados halogenados o con conservantes de madera ricos en metales pesados. Desde el mes de junio de 1999, se han quemado entre 300 y 350 toneladas diarias de virutas de madera residual, lo que representa cerca del 12% de la entrada de masa y un 8% de la potencia térmica.

Beneficios ambientales obtenidos: la cocombustión de biomasa ahorra recursos fósiles y reduce las emisiones de CO₂. La cocombustión de virutas de madera en la unidad B redujo el consumo de lignito negro en, aproximadamente, 80.000 toneladas por año.

Campo de aplicación: la posibilidad de realizar una cocombustión de biomasa dependerá de cada central.

Datos de funcionamiento:

Cocombustión de elementos prensados en la unidad A

En la Tabla 5.2 se muestran las calidades principales del lignito y de los tres combustibles basados en biomasa utilizados en los experimentos de cocombustión:

Tabla 5.2: Principales características de los combustibles utilizados en los experimentos de cocombustión

	Lignito negro	Elementos prensados de		
		Paja	Plantas de cereales	Pasto de cultivos
Poder calorífico (MJ/kg)	17,08	15,51	15,05	15,44
Contenido en agua (%)	29,2	10,45	10,7	7,0
Contenido en ceniza (%)	10,25	6,89	4,34	6,79
Cloro	0,003	0,366	0,034	0,216
Azufre	1,03	0,079	0,08	0,077
Potasio	0,07	1,26	0,47	1,55

Se evaluó el funcionamiento de los molinos de carbón con proporciones de biomasa que iban desde el 10 al 40%. Los molinos no podían manejar más de un 40% de biomasa. La Tabla 5.3 muestra la distribución por tamaños resultante del combustible tras su molienda en los molinos de carbón. Se puede comprobar que para un 10% de proporción de biomasa, la distribución cambia sólo ligeramente, mientras que para proporciones superiores, la tasa de partículas muy pequeñas (<0,09 mm) disminuye en gran medida. Esto significa que no sólo se ve afectada la molienda de la biomasa, con malos resultados, sino que la calidad de la molienda de carbón disminuye también cuando existe una presencia de biomasa en un porcentaje elevado.

Tabla 5.3: Calidad de los combustibles molidos con diferentes proporciones de biomasa

Características del combustible	Proporción de los grupos de tamaño en la masa total de combustible tras la molienda en molino de carbón (%)			
	>1,0 mm	>0,2 mm	0,09 – 0,2 mm	<0,09 mm
sólo carbón	7	24	19	50
10% paja	7	27	16	48
27,5% paja	19	36	14	31
19,2% plantas de cereales	23	35	16	26
20,0% pasto proveniente de cultivos	22	43	15	20

Sólo aumentó la formación de escorias durante las tres semanas de cocombustión de paja de elementos prensados. La RCS y el PE no se vieron influidos. En la Tabla 5.4 se muestran las emisiones realizadas al aire en cada una de las pruebas.

Tabla 5.4: Emisiones atmosféricas: comparación de las cinco pruebas de cocombustión con la combustión de carbón

	Unidades	Sólo carbón	Cocombustión de elementos prensados				
			Paja	Paja	Plantas de cereales	Pasto proveniente de cultivos	Paja (pruebas de tres semanas)
Cuota en potencia térmica	%	-	4,6	13,3	8,43	9,7	11
Contenido de nitrógeno en la mezcla de combustible	mg/kg	9.400	9.200	8.370	8.640	8.490	8.900
NO ₂ en gas sin refinar	mg/Nm ³	442	411	400	387	398	419
NO ₂ tras RCS	mg/Nm ³	132	132	131	127	130	135
Polvo tras PE	mg/Nm ³	17,7	19,6	36,5	26,9	43	85
Polvo tras DGC	mg/Nm ³	2,8	3,2	2,5	2,7	2,9	5,9
SO ₂ en gas sin refinar	mg/Nm ³	2.870	2.800	2.600	2.733	3.111	2.842
SO ₂ tras DGC	mg/Nm ³	125	125	119	110	138	116

Se pueden extraer las siguientes conclusiones de las medidas de las emisiones atmosféricas:

- las concentraciones de NO₂ en el gas sin refinar disminuyen ligeramente debido a la cocombustión;
- aumenta la concentración de polvo en los gases de combustión tras el PE, probablemente debido a la mayor concentración de partículas finas; la separación de polvo en la DGC garantiza unas concentraciones bajas en el gas limpio;
- las concentraciones en azufre de los combustibles basados en biomasa son, en general, unas diez veces menores que los correspondientes al carbón. De esta forma, se puede observar una reducción de las concentraciones de SO₂. Las emisiones de HCl son, aproximadamente, unas tres veces superiores para el caso de la cocombustión debido al elevado contenido en cloro, pero las emisiones siguen siendo sólo el 1% del VLE. El aumento de halógenos puede, a largo plazo, acarrear la corrosión de partes de la DGC;
- El PCDD/PCDF no se pudo medir para el caso de la combustión aislada del carbón. Para la cocombustión, los valores medidos variaban ligeramente por encima del límite de detección (0,001 – 0,002 ng TEQ/Nm³).

La calidad de los residuos (cenizas volantes, ceniza de caldera, lodos de yeso) sólo se ve ligeramente influida. La eliminación de estos residuos en una mina a cielo abierto en forma de materiales estabilizados también es posible para el caso de la cocombustión.

Además, la temperatura de los gases de combustión aumenta entre 5 y 10 °C en condiciones de cocombustión y el porcentaje de materia combustible en las cenizas casi se dobla hasta llegar al 8%. Estos efectos provocan una disminución en el rendimiento de la caldera.

Cocombustión de virutas de madera residual en la unidad B

A continuación se presentan los resultados de las pruebas realizadas en el año 1998. Durante 370 horas de funcionamiento, se quemaron unas 5.400 toneladas de virutas de madera residual. El porcentaje de virutas de madera en la masa total del combustible alcanzó el 11,4%. Las características del carbón y de la virutas de madera y las concentraciones máximas de impurezas en las virutas de la madera se muestran en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5: Características del carbón y de las virutas de madera y concentraciones máximas permitidas de impurezas en las virutas de madera

	Unidades	Carbón	Virutas de madera
Poder calorífico	MJ/kg	16,4	13,3
Densidad másica	t/m ³	0,95	0,24
Densidad energética	GJ/m ³	15,6	3,2
Tamaño de las virutas	mm	-	1 – 60: 96% 60 – 100: 3% >100: <1%
Concentraciones máximas de impurezas			
B	mg/kg	-	30
Cl	mg/kg	-	300
F	mg/kg	-	30
As	mg/kg	-	2
Cu	mg/kg	-	20
Hg	mg/kg	-	0,4
PCP	mg/kg	-	2
Benzo(a)pireno	mg/kg	-	0,1

En la Tabla 5.6 se muestran conjuntamente las emisiones atmosféricas producidas durante la cocombustión en 1999.

Tabla 5.6: Valores medidos de las emisiones para la cocombustión de virutas de madera residual

	Unidad	Valor medio de tres mediciones únicas realizadas en 1999 al 7% de O ₂
Polvo	mg/Nm ³	8
CO	mg/Nm ³	35
NO ₂	mg/Nm ³	117
SO ₂	mg/Nm ³	103
Carbón total	mg/Nm ³	2,3
HCl	mg/Nm ³	1,1
HF	mg/Nm ³	<0,1
Cd, Tl	mg/Nm ³	0,001
Hg	mg/Nm ³	0,002
PCDD/PCDF	ng TE/Nm ³	0,0025

Las emisiones de metales y de dioxinas y furanos no cambiaron debido a la cocombustión.

Aspectos económicos: los costes específicos (EUR/MJ) correspondientes a los elementos prensados de biomasa son unas cuatro veces superiores a los del carbón. La inversión necesaria para la actualización para la cocombustión de virutas de madera llegó a los 0,7 millones de euros. Los costes correspondientes a la manipulación de las virutas de madera y de la logística dentro de la central eléctrica alcanzaron, aproximadamente, los 8 – 10 EUR/t.

Motivo principal para su implantación: solamente se probó la cocombustión de elementos prensados de biomasa pero este proceso no se realizó de una manera regular. Sin embargo, sí se realiza la cocombustión de virutas de madera residual, ya que los desembolsos adicionales correspondientes a la cocombustión y los ahorros producidos en la compra de carbón permiten su viabilidad económica.

Bibliografía: [142, Schmidt y Dietl, 1999], [143, Kindler et ál., 2000].

5.2.3 Rendimiento ambiental de las nuevas grandes instalaciones de combustión alimentadas con biomasa y turba

EJEMPLO 5.2.3.1 CALDERA DE COMBUSTIÓN DE LECHO FLUIDIZADO ATMOSFÉRICA CIRCULANTE PARA BIOMASA- (MADERA)

Descripción: la central consta de dos unidades idénticas con una potencia térmica nominal de 2 x 45 MW, una potencia eléctrica bruta de 19,8 MW_e y una potencia eléctrica neta de 13 MW_e. Las unidades fueron construidas en los años

1992 y 1996, respectivamente, y se utilizan en una fábrica de cartón para producir electricidad y obtener calor a partir de residuos de madera. El sistema de limpieza de los gases de combustión consta de un filtro de tela en el que el gas se impulsa por pulsos para la eliminación del polvo. Los niveles de emisión de NO_x son bajos debido a la relativamente baja temperatura de combustión, a la estratificación del aire (tres etapas para la entrada del aire utilizado en la combustión) y a la recirculación de los gases de combustión. Debido al bajo contenido en azufre de la madera, no hace falta añadir cal. Para transferir el calor se utiliza aceite térmico en el proceso.

Beneficios ambientales obtenidos: se puede asumir que la combustión de la madera es un proceso casi totalmente libre de emisiones netas de CO_2 (suponiendo que provenga de silvicultura sostenible). El combustible es un subproducto de la producción del cartón y, por lo tanto, no necesita ser transportado a otro lugar. Sólo se quema la madera que no contenga contaminación por conservantes de la madera. La producción de electricidad y generación del calor permite obtener un rendimiento global energético (combustible) del 85%. Sólo se producen aguas residuales en pequeñas cantidades ($0,3 \text{ m}^3/\text{h}$; $2.592 \text{ m}^3/\text{año}$ en 1999) y ésta se canaliza hacia el sistema de alcantarillado municipal.

Campo de aplicación: la combustión en lecho fluidizado es un sistema bien conocido para una amplia gama de combustibles. Por lo tanto, no existen limitaciones relacionadas con los combustibles utilizados. Debido al diseño compacto de estas centrales, la necesidad de espacio es bastante pequeña.

Efectos cruzados: el funcionamiento de la caldera y la eliminación de residuos produce una cierta cantidad de ceniza.

Datos de funcionamiento: en 1999 se produjeron 102.589 MWhe de electricidad neta y 634.223 MWh de calor (= 74.456 toneladas de vapor). En dicho año se logró un rendimiento eléctrico neto del 15,8% y una eficiencia térmica neta del 68%. La eficiencia energética global fue del 85%. Las dos unidades estuvieron funcionando, respectivamente, 8.021 y 6.031 horas, principalmente en carga parcial.

Las dos unidades consumieron 360.916 t/año ($25,8 \text{ t/h}$) de madera, $170.000 \text{ Nm}^3/\text{año}$ de gas natural y 3.943 t/año de combustible ligero. La madera se introduce en la cámara de combustión desde dos carboneras con virutas de madera y desde dos carboneras con polvo de madera. En la Tabla 5.8 se enumeran las propiedades medias de la madera.

Se producen descargas de agua ($0,3 \text{ m}^3/\text{h}$) debido al enfriamiento de las cenizas y del tratamiento del agua suministrada. Después de su neutralización, las aguas residuales se descargan en el sistema de alcantarillado. El único residuo de todo el proceso son las cenizas.

Tabla 5.7: Emisiones al aire en 1999

	Supervisión	Emisiones medidas al 7% O ₂	
		Unidad 1	Unidad 2
Contenido de O ₂ (%)		5 – 5,5	6,5 – 7,5
Volumen de los gases de combustión (m ³ /h)		33.153	86.453
Polvo (mg/Nm ³)	Continua	41)*	2,21)*
SO ₂ (mg/Nm ³)	Continua	2,91)*	2,31)*
NO _X (mg/Nm ³)	Continua	1641)*	3391)*
CO (mg/Nm ³)	Continua	1471)	1781)
HCl (mg/Nm ³)	Continua	7,31)*	8,81)*
HF (mg/Nm ³)	Individual	0,04	0,1
Dioxinas/Furanos (ng TEQ/m ³)	Prácticamente continua	0,013	0,006
Σ Cd,Ti (mg/Nm ³)	Individual	0,004	0,003
Hg (mg/Nm ³)	Individual	0,001	0,001
Σ Metales pesados (mg/Nm ³)	Individual	0,015	0,006
Total de C orgánico (mg/Nm ³)	Individual	2,0	2,0

Notas:

1) Valor medio anual

* Equivalente a valores medios diarios

Tabla 5.8: Características de la madera quemada

Propiedad	Valor
Poder calorífico inferior (MJ/kg)	14,7
Contenido en azufre (% en peso)	<0,1
Contenido en agua (% en peso)	18
Contenido en ceniza (% en peso)	4

Tabla 5.9: Cantidades de cenizas generadas en 1999

	Cenizas de fondo	Cenizas volantes
Cantidad (t/año)	1.314	7.726
Cantidad específica (g/kWhe)	13	75
Utilización/Eliminación	Recubrimiento en vertederos (precio de mercado: 25 EUR/t)	Material de relleno para minería (precio de mercado: 50 EUR/t)

Aspectos económicos: la inversión global de la central ascendió a 51,3 millones de euros. El coste total para la producción de vapor ascendió a 8,46 EUR/t y a 0,077 EUR/kWhel.

Motivo principal para su implantación: el motivo principal por el que se construyó la central fue generar energía a partir de residuos de producción.

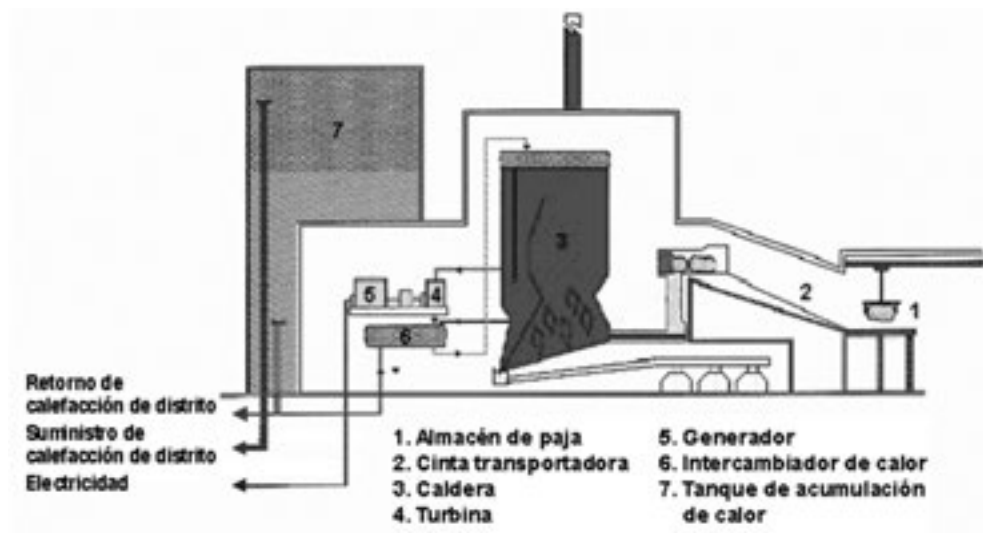
Bibliografía: [98, DFIU, 2001].

EJEMPLO 5.2.3.2 CENTRAL DE COGENERACIÓN CON UNA CALDERA CON CARGADOR Y TRITURADORA Y FILTROS DE TELA PARA EL QUEMADO DE PAJA

Descripción: en Dinamarca se encuentra una central (central A), orientada a la producción de vapor, con una caldera de fondo húmedo con parrilla, cargador y trituradora, en la que se aplica la técnica del aire por etapas. La parrilla está inclinada y vibra. La central es una muestra de un posterior desarrollo de la tecnología utilizada en otra central de combustión de paja existente en Dinamarca (central B). La diferencia entre estas centrales es que la temperatura de vapor aumenta de 520 °C a 540 °C en la caldera. La temperatura de la calefacción de distrito obtenida en la central A es de 85 °C, lo que da lugar a una presión menor, si se la compara con la central B en la que la temperatura de la calefacción de distrito es de 95 °C, lo que provoca un rendimiento eléctrico superior. La turbina es más eficaz. El resultado es un aumento del 10% en el rendimiento eléctrico. La capacidad total de la central es de 10 MW_e y 20 MJ/s de calor. La generación total de calor se estima que es, aproximadamente de 400 TJ por año. Gracias a la cogeneración, el rendimiento en la utilización de la energía del combustible es hasta un 30 por ciento mejor que cuando la electricidad y el calor se generan de forma separada. La producción de calor para el distrito cubre el 90 por ciento de la demanda de calor. El consumo anual de paja es, aproximadamente, de 40.000 toneladas. Durante la producción plena, que se alcanza en invierno, se queman cada día unas 200 toneladas de paja.

Beneficios ambientales obtenidos: la ventaja de una central de cogeneración es que se aprovecha en mayor proporción la energía contenida en el combustible. La central obtiene el 92% de la energía, de la cual el 32% está basada exclusivamente en la producción de electricidad. La combustión de paja se considera neutra desde el punto de vista de las emisiones de CO₂. Las granjas danesas suministran la paja y la ceniza se devuelve al campo como fertilizante. La central está equipada con un sistema de disminución de polvo, lo que implica un filtro de mangas que utiliza una limpieza por pulsos; la manga contiene un filtro Nomex revestido con fibras de teflón. Es posible eliminar el 99,9% del polvo. Parte del polvo y de las cenizas volantes se mezclan con las cenizas de fondo y se utilizan como fertilizante, mientras que la parte restante de las cenizas volantes se desecha debido a la presencia de cadmio. La central no está equipada con equipos de disminución de emisiones de NO_x o SO₂.

Figura 5.9: Central de combustión basada en el quemado de paja



En general, hay que advertir que la variación de SO_2 en las emisiones de las centrales de combustión de paja varía entre 50 y 300 mg/Nm^3 (valor medio diario), con un valor medio típico anual de 150 mg/Nm^3 . La variación en las emisiones de HCl va de 50 a 300 mg/Nm^3 (valor medio diario) con un valor medio anual típico de 100 mg/Nm^3 . La emisión de dioxinas/furanos (PCDD/DF) es inferior a 0,1 $\text{ng I-TEQ}/\text{Nm}^3$. Las emisiones de NO_x están comprendidas entre 300 – 400 mg/Nm^3 (seco, 6% O_2 , valores medios horarios) para centrales de cogeneración de paja. Debido al medio ambiente agresivo, se considera que es económicamente viable aplicar una instalación de RCS y debido al tipo de combustión (es decir, basado en parrilla), no se puede utilizar un quemador de bajas emisiones de NO_x .

Datos de funcionamiento: En el año 2000 se produjeron 27.258 MWhe y 267.732 GJ y se consumieron 433.350 GJ de paja. En la Tabla 5.10 se muestran los datos de esta central junto a los datos de otras dos centrales de combustión de paja. Sin embargo, hay que advertir que parte de la producción de la central de Masnedø (Dinamarca) está basada en la combustión de virutas de madera. Las emisiones no se miden de forma continua y, por lo tanto, los niveles de emisión mostrados en la Tabla 5.10 están basados en muestras.

Tabla 5.10: Datos correspondientes a tres centrales danesas de combustión de paja

	Unidades	Central A	Central B	Central C
Entrada en funcionamiento	año	1989	1996	2000
Potencia eléctrica (neta)	MW	5,0	8,3	10,6
Calor producido	MJ/s	13,0	20,8	20,3
Vapor				
Presión	bar	67	92	93
Temperatura	°C	450	522	542
Flujo máx.	toneladas/h	26,0	43,2	43,2
Agua de la calefacción del distrito				
Tanque de almacenamiento	m ³	3.200	5.000	5.600
Gases de combustión				
Flujo, máx.	kg/s	9,9	14,0	14,0
Temperatura	°C	120	120	130
Paja				
Almacenamiento	toneladas	350	1.000	1.000
Consumo	toneladas/año	25.000	40.000	40.000
Contenido en agua	%	10 - 25	máx. 25	máx. 25
Instalaciones				
Tipo de filtro		Filtro de mangas	Filtro eléc.	Filtro de mangas
Sistema de combustión		Quemador en cigarro	Triturado/cargador	Triturado/cargador
Emisiones al 6% O₂				
CO	mg/Nm ³	190 - 314	72 - 238	50 - 214
Polvo	mg/Nm ³	14	21 - 28	0,7 - 2
NO _X	mg/Nm ³	530 - 644	327 - 443	248 - 319
SO ₂	mg/Nm ³	155 - 168	131 - 166	160 - 190
Rendimiento				
Eficienciael	%	25	28	32
Rendimiento total	%	86	91	92

Aspectos económicos:

Tabla 5.11: Costes de las tres centrales danesas de combustión de paja

Datos	Unidad	Central A	Central B	Central C
Costes de la central	DKK	100 millones	240 millones	240 millones
Precio específico de 1995	DKK/MW _e	23 millones	28 millones	23 millones

Bibliografía: [144, CBT, 1998], [145, Sander, 2000].

EJEMPLO 5.2.3.3 CENTRAL DE COGENERACIÓN INDUSTRIAL CON ESPARCIDOR-CARGADOR CON RNCS Y FILTRO DE TELA

Descripción: la técnica de esparcidor-cargador descrita aquí se ilustrará con tres ejemplos de centrales casi idénticas para cartón que se encuentran en funcionamiento en Francia y Alemania. En la Tabla 5.12 se resumen los parámetros más importantes de las tres centrales. Estas centrales se utilizan principalmente para la revalorización de los residuos de madera y del polvo de madera y suministran el calor necesario para la producción de cartón. Por tanto, se garantiza una demanda energética constante y elevada.

Tabla 5.12: Datos técnicos correspondientes a las tres centrales ejemplo

	Central A	Central B	Central C
Año de implantación	1994	1997	2000
Potencia térmica nominal (MW)	50	73,5	57,7 (combustión en parrilla, máximo 28 MW de la potencia entregada por los quemadores de polvo de madera) + 6,7 (calderas aceite térmico: polvo de madera + combustible muy ligero)
Potencia eléctrica bruta (MW)		16,6 (máxima) 11 (media anual)	13,3
Disponibilidad	tiempo de ciclo de vida operacional >5.000 h, disponibilidad 99,8%	tiempo de ciclo de vida operacional >5.000 h	tiempo de ciclo de vida operacional >.5000 h
Potencia térmica nominal máxima (MW)		63	35 + 6,7
Eficiencia energética global bruto (%)		96,6 máx.	aprox. 85%
Parámetros principales del vapor		450 °C, 67 bar	455 °C, 70 bar
Combustibles principales	Residuos de producción, desperdicios de madera, traviesas de vías de tren, etc.		

La siguiente descripción de la técnica hace referencia a las tres centrales del ejemplo, salvo que se especifique expresamente lo contrario. La técnica de esparcidor-cargador es una combustión que se realiza sobre un cargador de parrilla móvil refrigerada por aire, el combustible se esparce homogéneamente sobre la parrilla mediante un inyector-cargador, que inyecta las partículas. Aunque las piezas de mayor tamaño se queman de forma homogénea en una combustión de lecho fijo sobre la parrilla, las partículas de menor tamaño se queman independientemente en un lecho fluidizado sobre la cámara de combustión (este proceso se aplica sobre el 50% del combustible). Este procedimiento proporciona buenas condiciones para un elevado rendimiento de la combustión y se producen unos tiempos de permanencia de entre cuatro a cinco segundos. Por lo tanto, se puede minimizar la proporción de aire (porcentaje de O_2 contenido en el gas sin refinar inferior al 3%), lo que también disminuye las emisiones de NO_x .

La formación de un lecho fluidizado es posible debido a que la velocidad de los gases de combustión es similar a la velocidad que se produce en la combustión en lecho fluidizado. La formación de un lecho fluidizado también implica la estratificación del combustible, lo que da lugar a unas bajas emisiones de NO_x . Además, la baja temperatura máxima, de alrededor de $1.250\text{ }^\circ\text{C}$, también favorece este efecto.

La mitad del aire se inyecta a través de un conjunto de chorros, la otra mitad se inyecta a alta presión mediante toberas integradas en las paredes. De esta forma, se produce una combustión estratificada en condiciones no estequiométricas (mezclas pobres) en la parte inferior y, simultáneamente, una elevada turbulencia.

La central con un sistema de esparcidor-cargador efectúa una combustión intensiva a elevadas temperaturas con un amplio espectro de combustibles. La temperatura óptima se puede mantener controlando la inyección de los gases de combustión recirculados. La temperatura adiabática ideal de la cámara de combustión para, simultáneamente, minimizar la generación de CO y NO_x está comprendida entre 1.300 y $1.400\text{ }^\circ\text{C}$.

En realidad, la temperatura que se alcanza se encuentra unos $150\text{ }^\circ\text{C}$ por debajo de ésta. No es necesario recubrir las paredes con ladrillos refractarios para conseguir el aislamiento térmico, lo que también impide la formación de escoria y, por lo tanto, da lugar a ciclos de vida de funcionamiento de muy larga duración ($>5.000\text{ h}$). Para la combustión de polvo abrasivo, la central C dispone de cuatro quemadores de combustible pulverizado. La potencia térmica nominal máxima es de 28 MW y contiene quemadores de inyección en la tobera. Estos también pueden ser alimentados utilizando un combustible ligero adicional.

El calor se utiliza principalmente para el secado de virutas. En la central B se consiguen secar hasta 26 t/h en secadores rotativos, lo que significa que la humedad que inicialmente está comprendida entre el 60% y el 100%, se reduce a un

2%. El secado se realiza de forma indirecta por medio de grupos de tubos calentados a 180 °C. Además, el calor se transporta empleando aceite térmico a 240 °C hasta un escurridor final calentado cuyo fin es secar y consolidar los cartones. En este proceso, se produce una mezcla de aire, agua y productos de desgasificación, que se devuelve como aire de combustión y, de esta forma, proporciona el 30% del aire que se necesita en la caldera. Este diseño proporciona una elevada eficiencia energética y un posquemado de las emisiones debido al secado. El aire de salida proveniente del secado de las partículas de madera también se aplica parcialmente a la caldera. Todas las centrales están equipadas con filtros de mangas para cumplir los valores límite exigidos para las emisiones de partículas.

La central C está dotada con una instalación RNCS complementaria. Como agente reductor se utiliza hidróxido de amonio con un 25% en masa de NH_3 . Este compuesto se almacena en un tanque de acero inoxidable. Además, la central C está equipada con un proceso de adsorción como separador. Esta canalización de inyección de sorbente combinada (adsorción seca) requiere la inyección de una mezcla molida de carbón activo/coque y cal hidratada (= adsorbente) en el flujo de los gases de combustión que, posteriormente, se separa mediante un filtro de tela. Durante este tiempo, se adsorben el polvo, el HCl, el HF, el SO_x , los metales pesados y PCDD/F y, de esta forma, se separan de los gases de combustión. Gracias a este procedimiento, en esta central se pueden quemar todos los tipos de residuos de madera.

Beneficios ambientales obtenidos: al utilizar madera como combustible de biomasa, se pueden alcanzar emisiones de CO_2 prácticamente equilibradas. Gracias a la producción simultánea de calor y electricidad, la eficiencia energética global puede estar comprendido entre el 85 y el 96,6%. Sólo se producen pequeñas cantidades de aguas residuales, que provienen del tratamiento de aguas residuales del circuito de vapor de agua.

Al mismo tiempo, la tecnología de combustión empleada permite emisiones bajas de NO_x y CO en el gas sin refinar. Si se la combina con otras medidas de reducción tales como filtros de mangas, RNCS y plantas con tubos sorbentes se pueden lograr unas concentraciones muy bajas para todos los tipos de contaminantes.

Campo de aplicación: la técnica del esparcidor-cargador resulta apropiada para un amplio rango de combustibles, supera el rendimiento de la tecnología de lecho fluidizado y se emplea especialmente con combustibles que tienen partículas de tamaño muy heterogéneo y contaminantes (tales como trozos de metal).

Las centrales descritas han sido especialmente diseñadas para aplicaciones en la industria del cartón y tableros MDF y resultan económicamente viables debido a la valoración energética de los residuos de madera y debido a la continua demanda de calor. Para ubicaciones con características similares, la aplicación de esta tecnología resultará razonable.

Otros aspectos: estas centrales producen elevadas cantidades de ceniza. Además, el tratamiento del agua produce aguas residuales. Por último, el adsorbente utilizado en las centrales de limpieza de los gases de combustión se tiene que depositar en alguna parte.

Datos de funcionamiento: en la Tabla 5.13 se muestran las emisiones atmosféricas producidas por la central B.

Tabla 5.13: Emisiones atmosféricas medidas en 2000/2001

	Supervisión	Estadísticas	Valor medido (a 11% O ₂)
Polvo (mg/Nm ³)	Continua	Valor medio diario	3,4 – 4,3**
CO (mg/Nm ³)	Continua	Valor medio diario	46,7 – 58,3**
NO _X (mg/Nm ³)	Continua	Valor medio diario	183,9 – 190,7**
C total (mg/Nm ³)	Continua	Valor medio diario	1,1 – 1,2**
HCl (mg/Nm ³)	Continua	Valor medio diario	8**
Hg (gas) (mg/Nm ³)	Continua	Valor medio diario fuera de los valores medios de 2 horas	0,001**
Dioxinas/Furanos (ng TEQ/Nm ³)	Muestras continuas, valores únicos	Media de 20 días	0,0019
HAP (mg/Nm ³)	Muestras continuas, valores únicos	Media de 4 días	0,0003
Cd (mg/Nm ³)	Muestras continuas, valores únicos	Media de 4 días	0,0005
As/Pb/Cu/Ni/Sn (en las partículas) (mg/Nm ³)	Muestras continuas, valores únicos	Media de 4 días	0,053
As (mg/Nm ³)	Muestras continuas, valores únicos	Media de 4 días	0,0005

Nota:

*valor por precaución

**intervalos basados en tres valores medios diarios en enero de 2001

Para la central C se estimó un consumo de 120.000 t/año de madera. Para la central B, en la Tabla 5.14 se enumeran los distintos tipos de combustibles utilizados y las cantidades consumidas.

Tabla 5.14: Contribución de los distintos tipos de combustible al consumo total de combustible en la central B

Combustible	Polvo de madera	Piezas de cartón	Residuos de madera provenientes de embalajes y cargamentos	Combustibles especiales (traviesas de vías de tren)	Maderos de construcción	Aglomerados de biomasa
Contribución al consumo total de combustible	30%	10%	10%	Máx. 20%	Variable	Variable, aprox. 1.500 t/año

El tamaño de las piezas deberá ser inferior a 100 mm. Sin embargo, algunas piezas pueden tener un tamaño de hasta 250 mm. Este límite viene impuesto por los sistemas de transporte utilizados, por ejemplo, transportadores de husillo. Se estimaron que los costes de preparación de todos los combustibles estarían en torno a los 0,5 euros/t para una central de 60 MW. Las cenizas de caldera y las cenizas volantes resultantes se utilizan en la industria de la construcción.

Aspectos económicos: la inversión para la central B fue de 36 millones de euros.

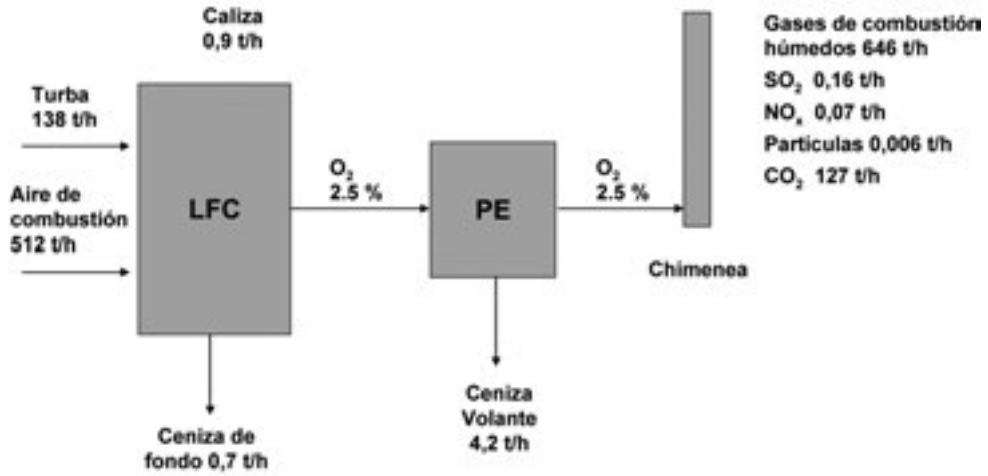
Motivo principal de su implantación: la posibilidad de reutilizar los subproductos y la necesidad de depositar los residuos de la madera de una forma razonablemente económica.

Bibliografía: [98, DFIU, 2001], [101, Vaget, 2001], [102, Fischer, 2000], [78, Finkeldei, 2000].

5.3 Niveles de emisión y consumo actuales

5.3.1 Visión general sobre el flujo másico

Figura 5.10: Ejemplo del flujo másico de una caldera de CLFC de turba
[58, Eurelectric, 2001]



5.3.2 Aspectos generales de la biomasa y la turba empleadas en grandes instalaciones de combustión

5.3.2.1 BIOMASA

La biomasa se define en la Directiva GIC como productos que están formados, total o parcialmente, de cualquier materia vegetal derivada de la agricultura o silvicultura y que se pueden emplear como combustible con el propósito de recuperar su contenido energético. La siguiente biomasa se usa como combustible:

- residuos vegetales provenientes de la agricultura y silvicultura;
- residuos vegetales derivados de la industria de procesamiento de alimentos;
- residuos vegetales de la producción de pulpa virgen y de la producción de papel a partir de la pulpa;
- desperdicios del corcho;
- madera con la excepción de los residuos de madera que puedan contener compuestos orgánicos halogenados o metales pesados como resultado del tratamiento con conservantes o recubrimientos incluyendo, en particular, los residuos de madera provenientes de la construcción y demolición.

Los combustibles que acabamos de enumerar con frecuencia se clasifican también como «residuos» y, por ello, hay que tener en cuenta las implicaciones de la Directiva de Incineración de Residuos (DIR). Este tema es particularmente importante para ciertos residuos que han sido excluidos de la Directiva DIR por la aplicación de ciertos criterios. De gran importancia son las excepciones de los residuos vegetales derivados de la producción de pulpa no virgen y el uso de residuos de madera contaminada provenientes de la construcción/demolición. La Directiva DIR se aplica a la cocombustión de tales residuos y los operadores/reguladores deben garantizar que estas consideraciones se tengan en cuenta en cualquier autorización concedida. Para la cocombustión de residuos, consulte el capítulo 8 del presente documento.

La biomasa, por ejemplo la corteza, virutas de madera, cartón, cartón duro u otros residuos derivados de la pulpa o aserraderos, contiene grandes cantidades de agua y se debe quemar en parrillas inclinadas especialmente diseñadas (una vieja técnica), en calderas equipadas con un sistema esparcidor-cargador o en lechos fluidizados. Aunque la composición química de la corteza y de la madera de diferentes especies es ligeramente distinta, y la cantidad de impurezas y tierra afecta al contenido en ceniza y a su composición, la biomasa derivada de la silvicultura y de las industrias madereras tiene, en términos generales, ciertas cualidades comunes como combustible.

El contenido en azufre es pequeño y el contenido en ceniza moderado (Tabla 5.15). Por ejemplo, si se la quema junto con turba, la ceniza de la madera puede reaccionar con el azufre proveniente de la turba y actuar como agente desulfurante. Bajo un examen más detallado, las diferencias en cuanto a humedad y consistencia del combustible son considerables y afectan a las propiedades de manipulación y combustión. Habrá que tener en cuenta todos estos detalles cuando se determinen las técnicas para su almacenamiento, transporte, combustión y posible tratamiento de los gases de combustión.

Una clase emergente de combustible biomásico usado en las fábricas de papel y de pulpa, y en las centrales térmicas, son los residuos de la silvicultura, es decir, pequeños árboles, copas y ramas de los árboles, que se recogen específicamente como combustible de forma simultánea con otras operaciones de silvicultura. La experimentación también se ha ido desarrollando a lo largo de estas dos últimas décadas con el cultivo de diversas especies de *Salix* específicamente para combustible. Los resultados económicos de estos combustibles no son muy buenos, debido sobre todo a los costes de recolección y transporte y, como consecuencia, en la actualidad sólo se utilizan cantidades poco significativas en las grandes instalaciones de combustión.

Las pequeñas cantidades de residuos de silvicultura usados en la actualidad sirven normalmente como cocombustible con otros combustibles en instalaciones ya existentes, en particular en las centrales de CLF alimentadas por turba o por re-

Tabla 5.15: Propiedades medias de los diferentes tipos de combustibles sólidos derivados de maderas
 [60, Alakangas, 1998]

	Virutas de residuos de leños	Virutas de árbol completo	Virutas de leños	Virutas de troncos	Corteza de madera blanda	Corteza de abedul	Virutas y residuos de la madera	Virutas y residuos de aserradero	Señal	Virutas de corte	Polvo de molienda	Agglomerados
Humedad, % en peso (virutas recientes)	50 - 60	45 - 55	40 - 55	30 - 50	50 - 65	45 - 55	10 - 50	45 - 60	45 - 60	5 - 15	5 - 15	10
Poder calorífico neto en la materia seca MJ/kg	18,5 - 20	18,5 - 20	18,5 - 20	18,5 - 20	18,5 - 20	21 - 23	18,5 - 20	18,5 - 20	19 - 19,2	19 - 19,2	19 - 19,2	19,2
Poder calorífico neto tal y como se recibe MJ/kg	6 - 9	6 - 9	6 - 10	6 - 11	6 - 9	7 - 11	6 - 15	6 - 10	6 - 10	13 - 16	15 - 17	16,8
Densidad máxima tal y como se recibe, kg/percibido m ³	150 - 300	250 - 350	250 - 350	200 - 300	250 - 350	300 - 400	150 - 300	250 - 350	250 - 350	80 - 120	100 - 150	500 - 750
Densidad energética, MWh/m ³ de volumen máximo	0,7 - 0,9	0,7 - 0,9	0,7 - 0,9	0,8 - 1,0	0,5 - 0,7	0,6 - 0,8	0,7 - 0,9	0,5 - 0,8	0,45 - 0,7	0,45 - 0,55	0,5 - 0,65	2,3
Contenido en ceniza en la materia seca, % en peso	1 - 3	1 - 2	0,5 - 2	1 - 3	1 - 3	1 - 3	0,4 - 1	0,5 - 2	0,4 - 0,5	0,4 - 0,5	0,4 - 0,8	6,2 - 6,4

Tabla 5.15: Propiedades medias de los diferentes tipos de combustibles sólidos derivados de maderas
 [60, Alakangas, 1998] (*continuación*)

	Virutas de residuos de leños	Virutas de árbol completo	Virutas de leños	Virutas de troncos	Corteza de madera blanda	Corteza de abedul	Virutas y residuos de la madera	Virutas y residuos de aserradero	Serrín	Virutas de corte	Polvo de molienda	Agglomerados
Contenido en hidrógeno en material seco, % en peso	6 – 6,2	5,4 – 6	5,4 – 6	5,4 – 6	5,7 – 5,9	6,2 – 6,8	5,4 – 6,4	5,4 – 6,4	6,2 – 6,4	6,2 – 6,4	6,2 – 6,4	6,2 – 6,4
Contenido en azufre en materia seca (S), % en peso	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05
Contenido en nitrógeno en materia seca (N), % en peso	0,3 – 0,5	0,3 – 0,5	0,3 – 0,5	0,3 – 0,5	0,3 – 0,5	0,5 – 0,8	0,1 – 0,5	0,1 – 0,5	0,1 – 0,5	0,1 – 0,5	0,1 – 0,5	0,1 – 0,5

siduos de corteza. Sin embargo, no toda la biomasa proveniente de la silvicultura resulta automáticamente adecuada para su combustión, incluso en centrales de CLF que han sido diseñadas para turba o corteza.

La paja es un residuo proveniente de la producción agrícola de grano y, por ello, la mayor parte de la producción anual de paja se consume dentro del sector agrario. Los excedentes de paja se utilizan en la producción energética en pequeñas calderas para producir calefacción de distrito o en grandes instalaciones de cogeneración de hasta 40 MW_e. La paja se convierte en energía y calor en centrales eléctricas convencionales, pero hay que tener en cuenta numerosos temas técnicos debido a las características especiales de la paja. Una preocupación particular es que el relativamente elevado contenido en cloro de la paja puede provocar serios problemas de corrosión en la superficie del sobrecalentador.

Otros combustibles biomásicos que se utilizan son, por ejemplo, huesos de aceituna, corteza de álamo, árboles de caucho y falaris de los banados. Todos estos combustibles tienen un contenido básico (Na, K) relativamente elevado.

5.3.2.2 TURBA

La turba es un combustible importante en las GIC de Irlanda y Finlandia. La turba, como combustible, tenía en Finlandia una importancia insignificante a principios de la década de los setenta, con un 0,1% de la cuota de energía primaria, pero cuando se produjo el importante incremento de los precios del combustible, la turba comenzó a ganar una fuerte posición, alcanzando un 6% de cuota de la energía primaria y un 16% de la cuota de combustibles para GIC en el año 1998. En Finlandia, el consumo de turba en grandes instalaciones de combustión fue de 1,81 Mt, es decir, el 16% del total del combustible usado en las GIC. En Irlanda, los 2,9 Mt de turba representaron en el año 2001 alrededor del 11% del combustible utilizado en las centrales eléctricas térmicas.

Los pantanos de turba son lo suficientemente profundos y grandes en toda Finlandia como para que la producción de turba resulte económicamente rentable y sólo se explota en la actualidad una pequeña fracción de este material, debido a que no existe una demanda de turba a distancias que resulten rentables. La turba es un combustible relativamente limpio caracterizado por un bajo contenido en cenizas y azufre, con un contenido seco aproximado de alrededor del 5% y 0,5%, respectivamente. La turba tiene un elevado contenido volátil y es muy reactiva si su humedad cae por debajo del 40% (consulte la Tabla 5.16). Para su empleo a gran escala, se utiliza normalmente como turba molida, producida durante los meses de mayo a agosto y secada del 45% al 60% de humedad por el sol y el viento en el propio lugar de producción y, posteriormente, se almacena cerca de éste. Con respecto a su elevada humedad, la turba es comparable con el lignito aunque, en términos de sustancia seca, está más cerca de la biomasa que del lignito.

Tabla 5.16: Comparación de la turba molida con otros combustibles fósiles usados normalmente en grandes centrales
[59, Grupo de trabajo finlandés sobre GIC, 2000]

	Carbón de vapor ¹⁾	Turba molida	Corteza	Madera ²⁾	Fuelóleo pesado	Gas natural
Humedad %	10	50	55	40	0,5	<0,1
Ceniza en % de materia seca	14	3 – 6	2 – 3	0,4	<1	0,0
Materia volátil en combustible seco %	25 – 35		70 – 80	80 – 90		
Azufre en % de sustancia seca	<1	0,5	<0,2	0,05	<1	0,0
Compuestos de nitrógeno en el combustible %	1	1,7	0,5	0,5	0,3	0,05
Cl (mg/MJ combustible PCI) ³⁾	<0,1		<0,03	<0,01		
As (mg/MJ combustible PCI) ³⁾	0,14	0,1	0,01	0,01	0,04	
Cd (mg/MJ combustible PCI) ³⁾	0,15	0,004	0,015	0,01 – 1,1	-	-
Hg (mg/MJ combustible PCI) ³⁾	0,003	0,003	0,1	0,001 – 0,009	<0,0001	-
Ni (mg/MJ combustible PCI) ³⁾	0,4	0,3	0,04	0,03	0,9	-
Pb (mg/MJ combustible PCI) ³⁾	0,5	0,3	0,15	0,1 - 0,7	0,06	-
Densidad másica del combustible (kg/Nm ³)	1.350	350	350	200	987	
PCI másico del combustible (GJ/Nm ³)	34,3	2,9	2,5	2,1	40	
PCI de la sustancia seca (MJ/kg)	28,7	20	19	19	40,2	48
Poder calorífico inferior (PCI) (MJ/kg)	25,5	8,4	7,2	10,4	40,1	48
Relación estequiométrica de los gases de combustión (Nm ³ /MJ)	0,278	0,383	0,435	0,357	0,277	0,297
Relación estequiométrica seca de los gases de combustión (Nm ³ /MJ)	0,253	0,281	0,291	0,259	0,246	0,239
CO ₂ (gCO ₂ /kWh)	476,1	658,8			402,5	172,8
CO ₂ (gCO ₂ /MJ) (PCI)	90	106 – 118	113	100	76	54
Energía generada. Consumo específico de calor (kWh/kWh) (PCI)	2,3	2,3 – 2,7			2,3	1,8
CO ₂ emitido por kWh eléctrico (g/kWh)	207	244			175	96

PCI – poder calorífico inferior

Notas:

1) carbón exportado desde Polonia

2) virutas de madera

3) las cifras indican únicamente el orden de magnitud.

La turba es un combustible voluminoso con un bajo poder calorífico. Por lo tanto, en raras ocasiones resulta económicamente rentable transportarla a distancias de más de 100 km. Como consecuencia, el número de centrales que queman turba son, principalmente, pequeñas centrales locales de cogeneración o de producción de calor para sistemas de calefacción de distritos pequeños o medios. En Finlandia, un gran porcentaje de estas centrales tienen una potencia inferior a 50 MW y, como tal, no se encuentran cualificadas como grandes instalaciones de combustión. Sin embargo, en términos energéticos, los mayores consumidores de turba son las GIC de cogeneración y las centrales térmicas para sistemas de calefacción de distrito de la mayoría de las ciudades (en general, del interior) con poblaciones comprendidas entre 50.000 y 200.000 habitantes. De forma global, el sector de calefacción de distrito consumió 0,86 Mt de turba en 1998, la cogeneración industrial y las centrales térmicas consumieron 0,58 Mt, y las dos centrales eléctricas de condensación alimentadas con turba, con una producción de energía de 155 y 120 MW_e, consumieron 0,40 Mt.

5.3.3 Rendimiento de las centrales de combustión de biomasa y turba

Como mencionamos anteriormente, un gran número de las centrales eléctricas de turba y biomasa son centrales de cogeneración. La cogeneración de electricidad y de calor permite sacar el máximo partido a la energía contenida en el combustible y, normalmente, el rendimiento de la central es elevado (85 – 90%). El nivel de eficiencia energética (rendimiento de combustible) para las centrales de cogeneración resulta difícil de determinar en términos generales. El rendimiento es un asunto muy importante y específico de la instalación, sobre el que influyen gran cantidad de factores como la carga térmica y los cambios en la carga térmica, el nivel de precios y la necesidad de electricidad en el mercado, tecnologías aplicadas, etc. La cogeneración de calor y energía se debe considerar como una opción técnica siempre que sea económicamente rentable, es decir, cuando la demanda local de calor sea lo suficientemente elevada como para garantizar la construcción de centrales de cogeneración (más caras) en lugar de una central que sólo genere calor, normalmente más sencilla y barata.

Las centrales eléctricas de combustión en lecho fluidizado y que están alimentadas con biomasa o turba suelen tener un tamaño menor que las centrales de carbón y su temperatura y presión de vapor son inferiores que en las centrales eléctricas avanzadas alimentadas con carbón. Los niveles de consumo específico de calor para las centrales eléctricas de CLF alimentadas con biomasa y turba están comprendidos entre 3,3 – 3,6 (rendimiento de la central eléctrica del 28 – 30%). Pero sólo unas pocas centrales utilizan estos combustibles para generar sólo energía eléctrica. Por lo que respecta a la combustión de turba pulverizada, se han alcanzado niveles de rendimiento del 38 al 39% en una caldera de turba pulverizada en Finlandia.

5.3.4 Emisiones al aire

5.3.4.1 EMISIONES AL AIRE DE LAS CENTRALES DE COMBUSTIÓN DE BIOMASA

Las emisiones correspondientes a las centrales de biomasa dependen principalmente de la composición del combustible y del tratamiento aplicado a los gases de combustión (excluyendo el NO_x) pero no dependen del tamaño ni de la tecnología de combustión. Las emisiones de NO_x también dependen de las características de la combustión y de la presencia de un sistema DENOX. Eurelectric ha informado de unas emisiones de NO_x comprendidas entre 300 – 400 mg/Nm^3 , niveles de polvo de entre 10 – 50 mg/Nm^3 y, para el caso de la combustión de turba, niveles de SO_2 de 200 – 400 mg/Nm^3 , para las nuevas centrales de combustión de turba y biomasa.

Tabla 5.17: Emisiones al aire de las centrales de combustión de biomasa (los datos corresponden a determinados combustibles de biomasa y puede que no sean representativos)

Potencia (MW _{th})	Tecnol. de la comb.	Medidas de reducción de emisiones	Emisiones al aire (mg/Nm ³)						Comentarios	
			SO ₂	NO _x	Polvo	CO	HF	HCl		NH ₃
50 – 100	GF (esparcador-cargador)	RNCS/DGC (ds)/FT		179 – 191	0,7 – 4,6	39 – 75		7,7 – 9,4		Dioxinas 0,0014 ngTE/Nm ³ PAH 0,003 mg/Nm ³ Cd 0,005 mg/Nm ³ As/PB/Cu/Ni/Zn 0,053 mg/Nm ³ Carbono total 1,1 – 1,4 mg/Nm ³
				164 – 339	2,2 – 4	147 – 178	0,04 – 0,1	7,3 – 8,8		Dioxinas 0,006 – 0,013 ngTE/Nm ³ Cd+Tl 0,003 – 0,004 mg/Nm ³ Hg 0,001 mg/Nm ³
100 – 300	CLFA	FT	10	90	10	150		5		Dioxinas 0,008 ngTE/Nm ³ PAH 0,1 mg/Nm ³ PCB 11mg/Nm ³

Notas:

CP (Combustión en parrilla) CCP (combustión de carbón pulverizado) CLFA (combustión en lecho fluidizado atmosférico) CLFP (combustión en lecho fluidizado a presión) DGC (h) (Desulfuración húmeda de los gases de combustión) DGC (sa) (Desulfuración de gases de combustión con un secador atomizador) DGC (iss) (Desulfuración de los gases de combustión con inyección de absorbente seco) PE (Precipitador electrostático) FT (filtro de tela) MP (.) (Medidas primarias para reducir emisiones de NO_x) RCS (Reducción catalítica selectiva de los NO_x) RNCS (Reducción no catalítica selectiva de los NO_x)

Tabla 5.18: Emisiones específicas al aire de las centrales de combustión de biomasa

Potencia (MW _{th})	Tecnol. de la comb.	Medidas de reducción de emisiones	Rendimiento eléctrico (%)	Rendimiento de combustible (%)	Emisiones específicas al aire (mg/MJ)						
					SO ₂	NO _x	Polvo	CO	HF	HCl	
50 – 100	GF										
	CLFA										
100 – 300	CLFA	MP (aire estratificado)/PE (Precipitador electrostático)			6	57	9				
>300											

Notas:

CP (Combustión en parrilla) **CCP** (Combustión de carbón pulverizado) **CLFA** (Combustión en lecho fluidizado atmosférico) **CLFP** (Combustión en lecho fluidizado a presión) **DGC (h)** (desulfuración húmeda de los gases de combustión) **DGC (sa)** (Desulfuración de los gases de combustión con un secador atomizador) **DGC (iss)** (Desulfuración de los gases de combustión con inyección de absorbente seco) **PE** (Precipitador electrostático) **FT** (Filtro de tela) **MP** (.) (Medidas primarias para reducir NO_x) **RCS** (Reducción catalítica selectiva de NO_x) **RNCS** (Reducción no catalítica selectiva de NO_x)

5.3.4.2 EMISIONES AL AIRE DE LAS CENTRALES DE COMBUSTIÓN DE TURBA

Tabla 5.19: Emisiones al aire de las centrales de combustión de turba

Potencia (MW _{th})	Tecnol. de la comb.	Medidas de reducción de emisiones	Emisiones al aire (mg/Nm ³)						Comentarios	
			SO ₂	NO _x	Polvo	CO	HF	HCl		NH ₃
50 – 100	GF									
	CCP									
	CLFA									
100 – 300	CCP									
	CLFA	FT	10	90	10	150		5		Combustible (50% turba y 50% corteza) Dioxinas 0,008 ngTE/Nm ³ PAH 0,1 mg/Nm ³
>300	CLFA	PE (Precipitador electrostático)	330 – 450	300 – 350						
	CCP									
	CLFA		540 – 620	900 – 1.000						

Notas:
CP (Combustión en parrilla) **CCP** (Combustión de carbón pulverizado) **CLFA** (Combustión en lecho fluidizado atmosférico) **CLFP** (Combustión en lecho fluidizado a presión) **DGC** (h) (Desulfuración húmeda de los gases de combustión) **DGC** (sa) (Desulfuración de los gases de combustión con un secador atomizador) **DGC** (fss) (Desulfuración de los gases de combustión por inyección de absorbente seco) **PE** (Precipitador electrostático) **FT** (Filtro de tela) **MP** (.) (Medidas primarias para reducir NO_x) **RCS** (Reducción catalítica selectiva de los NO_x) **RNCS** (Reducción no catalítica selectiva de los NO_x)

Tabla 5.20: Emisiones específicas al aire de las centrales de combustión de turba

Potencia (MW _{th})	Tecnol. de la comb.	Medidas de reducción de emisiones	Rendimiento eléctrico (%)	Rendimiento de combustible (%)	Emisiones específicas al aire (mg/MJ)						
					SO ₂	NO _x	Polvo	CO	HF	HCl	
50 – 100	GF										
	PP										
	CLFA										
100 – 300	PP										
	CLFA	MP (aire estratificado)/caliza/PE			136	99	2				
>300	PP										
	CLFA										

Notas:

CP (Combustión en parrilla) **CCP** (Combustión de carbón pulverizado) **CLFA** (Combustión en lecho fluidizado atmosférico) **CLFP** (Combustión en lecho fluidizado a presión) **DGC (h)** (Desulfuración húmeda de los gases de combustión) **DGC (sa)** (Desulfuración de los gases de combustión con un secador atomizador) **DGC (iss)** (Desulfuración de los gases de combustión por inyección de absorbente seco) **PE** (Precipitador electrostático) **FT** (Filtro de tela) **MP**(.) (Medidas primarias para reducir NO_x) **RCS** (Reducción catalítica selectiva de los NO_x) **RNCS** (Reducción no catalítica selectiva de los NO_x)

5.3.5 Residuos de combustión y otros

Propiedades de las cenizas de turba y biomasa

El contenido mineral de las cenizas de la turba es muy similar a los constituyentes del suelo arenoso. Debido a la base caliza sobre la que se formaron los pantanos, la ceniza de la turba irlandesa contiene normalmente un 25 – 55% de CaO cuando se emplea como combustible. La técnica de combustión aplicada tiene su efecto sobre el carácter de la ceniza producida, aunque la calidad de la turba es el factor determinante.

La ceniza de la turba está formada por los minerales presentes en la propia turba. Las cenizas de fondo que son el resultado de la combustión en lecho fluidizado también contienen arena del lecho de la cámara de combustión.

Las cenizas volantes de la turba son un polvo fino que consta principalmente de partículas de óxido de hierro, aluminio y silicio en proporción variable (65 – 75%). Otros elementos importantes son compuestos de metales alcalinos de la tierra y de álcalis (10 – 55%) y partículas de turba sin quemar (0 – 5%). Debido a la base caliza subyacente de los pantanos de turba, la ceniza de la turba irlandesa contiene normalmente un 25 – 55% de CaO. Las cenizas volantes también contienen trazas de estos elementos, por ejemplo, metales.

Cenizas derivadas de la combustión con inyección de caliza

Las cenizas derivadas de la combustión en lecho fluidizado con inyección de caliza contienen la producción final de la reacción de desulfuración, óxido de calcio sin reaccionar y caliza (en torno al 15% del peso).

Solubilidad de la ceniza

La solubilidad de los elementos traza que se encuentran en las cenizas volantes es un factor importante cuando se están evaluando los posibles impactos ambientales. Los metales alcalinos terrestres y los álcalis (por ejemplo, sodio, potasio) y otros minerales, tales como los compuestos de boro y cloruros, son los compuestos más solubles. Los metales traza contenidos en la ceniza tienen una baja solubilidad en agua.

5.3.6 Fuentes potenciales de emisión de ruidos

El ruido producido durante el funcionamiento de estas centrales suele ser normalmente el ruido industrial. Las principales fuentes de ruido de las centrales eléctricas de turba/biomasa son las turbinas, generadores, calderas, bombas, ventiladores e impulsores y las operaciones de manipulación de turba/biomasa. La mayoría de éstas se encuentran dentro de los edificios, por lo que el ruido se ve atenuado por las estructuras y paredes. El ruido de funcionamiento se puede disminuir mediante medios estructurales, por ejemplo, cubriendo las fuentes de ruido o utilizando silenciadores.

Se debe tener especial cuidado cuando se corte la paja necesaria para la cocombustión con carbón en las calderas de combustible pulverizadas. Una buena forma de cortar la paja es el empleo de trituradoras de martillos (que tienen un elevado nivel de ruido). También hay que prestar una atención especial al transporte neumático posterior hasta el quemador.

5.4 Técnicas a tener en cuenta en la determinación de las MTD para la combustión de biomasa y turba

Este apartado presenta las técnicas que se han analizado a la hora de determinar las MTD para evitar o reducir las emisiones y para aumentar la eficiencia térmica. Todas ellas se encuentran comercialmente disponibles en la actualidad. En este apartado, las técnicas que hay que tener en cuenta sólo se describen de una forma general, pero la mayoría de las técnicas y descripciones más detalladas se presentan en el capítulo 3 y algunos ejemplos técnicos se proporcionan en el apartado 5.2 con el fin de demostrar en detalle el rendimiento ambiental de estas técnicas cuando se aplican en una situación real. En principio, las técnicas generales descritas en el capítulo 3 también son aplicables en gran medida a la combustión de biomasa y turba y, en general, deberían contemplarse también como técnicas a tener en cuenta en la determinación de las MTD. Para obtener descripciones más detalladas consulte el capítulo 3.

Para evitar las repeticiones en este documento, se puede consultar información más detallada en el apartado 3.15.1 sobre las MTD para los sistemas de gestión ambiental.

5.4.1 Técnicas para descarga, almacenamiento y manipulación del combustible

Tabla 5.21: Técnicas para la descarga, almacenamiento y manipulación del combustible

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Transporte y manipulación de biomasa y turba							
Sistemas cerrados de transferencia con filtro de tela	Reducción de las emisiones de polvo fugitivas	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	
Transportadores abiertos con escudos eólicos	Reducción de las emisiones de polvo fugitivas	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	Las cintas transportadoras abiertas sólo se pueden utilizar con materiales grumosos o abultados (tales como trozos de madera)
Descarga de biomasa y turba en edificios cerrados equipados con un filtro de mangas para la disminución del polvo	Reducción de las emisiones de polvo fugitivas	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	
Dispositivos de limpieza para cintas transportadoras	Reducción de las emisiones de polvo fugitivas	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	
Almacenamiento de biomasa, turba y aditivos							
Almacenamiento de material combustible fino y polvoriento en silos o en áreas cerradas	Reducción de partículas finas	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	
Almacenamiento independiente de combustibles biomásicos de diferentes cualidades	Condiciones estables de combustión	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	

Tabla 5.21: Técnicas para la descarga, almacenamiento y manipulación del combustible (continuación)

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Almacenamiento cerrado de cal/caliza en silos con disminución del polvo	Reducción de partículas finas	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	
Superficies selladas con sistemas de drenaje	Prevención de la contaminación del suelo y de las aguas subterráneas	Posible	Posible	Alta	Ninguno	Coste adicional para el tratamiento de las aguas residuales	Las aguas de drenaje recogidas tienen que tratarse en un estanque de sedimentación
Escudos eólicos para el almacenamiento abierto de madera gruesa, etc.	Reducción de las emisiones de polvo fugitivas	Posible	Posible	Alta	No	No disponible	
Almacenamiento de amoníaco como una solución de amoníaco-agua	Mayor seguridad	Posible	Posible	Alta	Menores riesgos que en el caso de almacenamiento a presión de amoníaco líquido	No disponible	

5.4.2 Técnicas para el tratamiento previo del combustible

Tabla 5.22: Técnicas para el tratamiento previo del combustible

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruciales	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizaciones				
Secado del combustible	Aumento del rendimiento	Posible	Posible	Experiencia limitada	Aumento del rendimiento	Coste adicional de los secadores	Se puede generar calor de bajo valor a partir de los procesos de potencia para aumentar la energía del combustible. Los secadores de vapor son más eficientes
Gasificación de la biomasa	Aumento en el rendimiento central y disminución en los niveles de emisión El gas se puede usar como combustible de re-combustión para reducir las emisiones de NO _x	Es posible pero hasta ahora sólo se ha aplicado en centrales piloto y de demostración	Es posible pero hasta ahora sólo se ha aplicado en centrales piloto y de demostración	Experiencia limitada		Experiencia a pequeña escala	A medio plazo, la gasificación tiene el potencial para constituirse en la alternativa viable a la combustión normal, en particular en vista de las eficiencias eléctricas esperadas del 51 al 55%.
Prensado de corteza	Aumento en el rendimiento de la combustión	Posible	Posible	Alta	Liberación elevada de DBO al agua y un mantenimiento y empleo de alta energía		

5.4.3 Técnicas de combustión

Tabla 5.23: Técnicas de combustión

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Cogeneración de calor y electricidad (C)	Aumento del rendimiento de combustible, menor consumo de combustible	Posible	Posible	Alta		No disponible	En la actualidad, la turba y la biomasa se utilizan principalmente en la producción combinada del calor y electricidad (cogeneración), debido al elevado rendimiento del combustible (75 – 90%)
Combustión en parrilla	Variable para distintos biocombustibles tales como la paja	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	
Esparcidor-parrilla ambulante	Combustión completa del combustible con bajos niveles de emisión (por ejemplo, de NO _x)	Posible	Posible	Puesto en práctica en centrales nuevas	Ninguno	No disponible	
Combustión en lecho fluidizado (CLFB y CLFC)	Combustión completa del combustible con bajos niveles de emisión (por ejemplo, de NO _x)	Posible	Posible	Puesto en práctica en centrales nuevas	Ninguno	No disponible	En la actualidad, es la principal técnica de combustión para biomasa y turba
Combustión de turba pulverizada	Buena eficiencia energética	Posible	Posible	Alta		No disponible	

5.4.4 Técnicas para aumentar el rendimiento

Tabla 5.24: Técnicas para aumentar el rendimiento

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Moder-nizadas				
Cogeneración de calor y electricidad (C)	Aumento del rendimiento	Posible	Posible	Alta		No disponible	En la actualidad, la turba y la biomasa se utilizan principalmente en la producción combinada de calor y electricidad (cogeneración) debido al alto rendimiento del combustible (75 – 90%) en comparación con el rendimiento eléctrico que ronda sólo el 25%.
Cambio de los álabes de la turbina	Aumento del rendimiento	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	Se pueden cambiar los álabes de la turbina de vapor a álabes tridimensionales durante los intervalos regulares de mantenimiento.
Calefacción mediante alimentación de agua regenerativa	Aumento del rendimiento	Posible	muy limitada	Puesto en práctica en centrales nuevas y en algunas antiguas	Ninguno	No disponible	La mejora de la calefacción mediante alimentación de agua regenerativa es posible también en ciertos casos especiales
Prensado de corteza	Aumento en el rendimiento de la combustión	Posible	Posible	Alta	Libera-ción ele- vada de DBO al agua y un mante- nimiento y empleo alto de energía		
Secado del combustible	Aumento del rendimiento, expansión para los combustibles de bio- masa potencial, empleo más seguro	Posible	Posible	Limitado			Nuevas alternativas técnicas en desarrollo. La aplicación de sistemas de secado puede ahorrar un 10% del consumo de combustible con respecto a combustibles húmedos tales como turba o madera de energía. Existen muchas tecnologías alternativas comercialmente disponibles. Las biomasa húmedas son más fáciles de cosechar, almacenar y transportar. Se pueden obtener muchos beneficios si se puede secar el combustible antes de su combustión.

5.4.5 Técnicas para la prevención y control de las emisiones de polvo y metales pesados

Tabla 5.25: Técnicas para la prevención y control de las emisiones de polvo y metales pesados

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Filtro de tela	Reducción de emisiones de partículas en particular del polvo fino (PM 2,5 y PM 10)	Posible	Posible	Alta	Ninguno	Las inversiones en nuevos filtros de tela son menores que para un PE, pero los costes operativos son superiores.	
PE	Reducción de emisiones de partículas	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	

5.4.6 Técnicas para la prevención y control de las emisiones de SO₂ de las instalaciones de combustión de turba

Tabla 5.26: Técnicas para la prevención y control de las emisiones de SO₂ de las instalaciones de combustión de turba

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Medidas primarias							
Cocombustión de biomasa y turba	Reducción de emisiones de SO ₂ y CO ₂ en el origen	Posible	Posible	Alta		Depende del tipo de combustible	
Inyección de caliza en calderas de CLF alimentadas con turba (CLFB y CLFC)	Reducción de las emisiones de SO ₂ y NO _x	Posible	Posible	Alta	Emissiones más elevadas de N ₂ O	Las cifras de costes se presentan en el ejemplo 5.2.1.1.	
Medidas secundarias							
Lavadores secadores con atomización	Reducción de SO ₂ , HF, HCl, polvo	Posible	Posible	Alta	Los residuos tienen que ser vertidos de forma controlada	Las cifras de costes se presentan en el ejemplo 5.2.1.1.	
La inyección de hidróxido de calcio en forma seca antes de pasar por el filtro de mangas o el PE	Reducción de las emisiones de SO ₂ , HF, HCl, polvo y Hg (si se combinan con carbón activo)	Posible	Posible	Alta	Los niveles inferiores de SO ₂ se traducen en una menor oportunidad de utilización de las cenizas. La alta relación Ca/S resulta en un gran aumento de la cantidad de subproducto recogido por el PE y que la calidad del subproducto cambie drásticamente.	No disponible	Inyección en horno sólo para las centrales de CLFB y CLFC. En las centrales de LFB se ha informado de un importante ensuciamiento.

5.4.7 Técnicas para la prevención y control de las emisiones de NO_x y N₂O

Tabla 5.27: Técnicas para la prevención y control de las emisiones de NO_x y N₂O

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Medidas primarias							
Bajo exceso de aire	Reducción de las emisiones de NO _x , CO, y N ₂ O, también un aumento del rendimiento.	Posible	Posible	Alta	La reducción de las emisiones de NO _x conduce a una elevada proporción de carbón en cenizas sin quemar	Según la central	
Combustión en fases	Reducción de NO _x	Posible	Posible	Alta		Según la central	
Estratificación del aire (OFA)	Reducción de NO _x	Posible	Posible	Alta	Conduce a una mayor proporción de carbón en cenizas sin quemar	Según la central	
Recirculación de los gases de combustión	Reducción de NO _x	Posible	Posible	Alta		Según la central	
Quemador con bajas emisiones de NO _x	Reducción de NO _x	Posible	Posible	Alta	Conduce a una mayor proporción de carbón en cenizas sin quemar	No disponible	No existen quemadores estándar de bajas emisiones de NO _x para turba
Medidas secundarias							
Reducción no catalítica selectiva (RNCS) con amoníaco o urea	Reducción de NO _x	Posible	Posible	Alta	Escape de amoníaco	Según la central	
Reducción catalítica selectiva (RCS)	Reducción de NO _x	Posible	Posible	Alta	Escape de amoníaco	Según la central	

5.4.8 Técnicas para la prevención y control de la contaminación del agua

Tabla 5.28: Técnicas para la prevención y control de la contaminación del agua

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Descarga y transporte de escoria							
Círculo cerrado de agua con unidades de sedimentación o filtración	Disminución en el vertido de aguas residuales	Posible	Posible	Alta		Según la central	
Regeneración de desmineralizadores y pulidores de condensado							
Ósmosis inversa	Disminución en el vertido de aguas residuales	Posible	Posible	Alta		Según la central	
Intercambio de iones	Disminución en el vertido de aguas residuales entre el 15 y el 50% del agua desmineralizada	Posible	Posible	Alta	Hay que deshidratar los lodos para su posterior eliminación	Según la central	
Decantación							
Neutralización		Sólo en el caso de operaciones alcalinas	Alta		Según la central		
Limpieza de calderas, precalentador y precipitador de aire							
Neutralización y funcionamiento en bucle cerrado o sustitución por métodos de limpieza en seco	Disminución en el vertido de aguas residuales	Posible	Posible	Alta		Según la central	
Escorrentía superficial							
Sedimentaciones o tratamiento químico y reutilización interna	Disminución en el vertido de aguas residuales	Posible	Posible	Alta		Según la central	

Tabla 5.31: Niveles de eficiencia térmica asociados con la aplicación de medidas MTD

Combustible	Téc. comb.	Rendimiento en unidades térmicas (neto) (%)	
		Rendimiento eléctrico	Rendimiento de combustible (cogeneración)
Biomasa	Combustión en parrilla	Cerca de 20	75 – 90 Dependiendo de la aplicación específica y de la demanda de calor y electricidad. La cogeneración es la medida MTD más importante para lograr un elevado rendimiento de combustible y se deberá tener en cuenta siempre que la demanda de calor sea lo suficientemente elevada.
	Esparcidor-cargador	>23	
	CLF (CLFC)	>28 – 30	
Turba	CLF (CLFB y CLFC)	>28 – 30	

combustibles de bajo contenido en azufre, tales como la biomasa, el potencial de disminución del rendimiento del PE se reduce con las bajas concentraciones de dióxido de azufre presentes en los gases de combustión. En este contexto, el FT (filtro de tela), que permite una emisión de polvo próxima a 5 mg/Nm³, es la opción técnica preferida para reducir las emisiones de polvo.

El uso aislado de colectores mecánicos y ciclones no se considera una MTD, pero estos elementos se pueden usar como una etapa de prelimpieza en el camino que siguen los gases de combustión. En la Tabla 5.32 se resumen las MTD finales para eliminar el polvo y sus niveles de emisión asociados. Estos niveles asociados de emisión de polvo tienen en cuenta la necesidad de reducir las partículas finas (PM₁₀ y PM_{2,5}) y de minimizar la emisión de metales pesados, ya que tienen tendencia a acumularse preferentemente sobre las partículas de polvo más finas.

Los niveles de emisión asociados con las MTD están basados en una media diaria, condiciones estándares y un nivel de O₂ del 6% y representan una típica situación de carga. Para cargas extraordinarias periodos de arranque y de parada así como para los problemas de funcionamiento asociados con los sistemas de limpieza de los gases de combustión deberían tenerse en cuenta que los valores extraordinarios a corto plazo podrían ser más elevados.

5.5.6 Metales pesados

El combustible contendrá diferentes sustancias minerales dependiendo de su origen. La biomasa y la turba presentan ciertas concentraciones de elementos traza tales como metales pesados. El comportamiento de los metales pesados en el proceso de la combustión implica una serie de procesos complejos desde el punto de vista químico y físico. Básicamente, la mayoría de los metales pesados se evaporan en el proceso de combustión y se condensan posteriormente sobre las superficies de las partículas (cenizas volantes). Por lo tanto, la MTD para reducir las emisiones de metales pesados en los gases de combustión provenientes de las cen-

5.5 Mejores técnicas disponibles (MTD) para la combustión de biomasa y turba

Para entender este apartado es importante haber leído el prefacio del documento y, en particular, el quinto apartado: «Cómo entender y utilizar el presente documento». Las técnicas y los consiguientes niveles o variación de niveles de emisión o consumo que se incluyen en este apartado se han evaluado mediante un proceso iterativo con especial atención a los siguientes puntos:

- determinar las principales cuestiones ambientales del sector: las emisiones a la atmósfera y el agua, la eficiencia térmica y los residuos de combustión;
- estudiar las técnicas más relevantes para combatir estas cuestiones;
- determinar los mejores niveles de rendimiento ambiental según la información disponible recabada en la UE y en todo el mundo;
- analizar las condiciones que permiten alcanzar estos niveles de rendimiento, como los costes, los efectos cruzados o los motivos principales para la aplicación de estas técnicas;
- seleccionar las mejores técnicas disponibles (MTD) y determinar los resultantes niveles de emisión o consumo del sector en general, de acuerdo con el apartado 11 del artículo 2 y el anexo IV de la Directiva.

La opinión experta de la Oficina Europea para la Prevención y el Control Integrados de la Contaminación (IPPC) y del grupo de trabajo técnico pertinente han contribuido en gran manera en los puntos anteriores y en la información que se presenta en este apartado.

De acuerdo con este análisis, las técnicas y, en la medida de lo posible, los niveles de emisión y de consumo relacionados con el uso de las MTD que se presentan en este apartado se consideran adecuadas para el sector en su conjunto, y en muchos casos reflejan el rendimiento actual de algunas instalaciones del sector. Los niveles de emisión o de consumo asociados a las MTD deben entenderse como niveles que representan el rendimiento ambiental que se podría obtener como resultado de la aplicación, en este sector, de las técnicas descritas en el documento, teniendo en cuenta el equilibrio entre costes y ventajas que se incluye en la definición de MTD. Sin embargo, no se trata de niveles límite de emisión ni de consumo y no deberían interpretarse como tales. En algunos casos, puede resultar técnicamente posible conseguir unos niveles mejores de emisión o consumo pero, debido a los costes que acarrea el sistema necesario o a los efectos cruzados de la técnica, no se consideran MTD para el sector en su conjunto. No obstante, estos niveles podrían estar justificados en casos más específicos y con motivos especiales.

Los niveles de emisión y consumo asociados con el uso de las MTD deben contemplarse globalmente, con cualquier condición de referencia (por ejemplo, periodos medios).

El concepto «niveles asociados con el uso de las MTD» que se describe en los párrafos anteriores se debe distinguir del concepto «niveles que se pueden conseguir» utilizando una técnica o una combinación de técnicas determinadas, que hace referencia a los niveles que se prevé obtener durante un periodo de tiempo considerable en una instalación que disponga del mantenimiento apropiado y se explote adecuadamente o en procesos que empleen dichas técnicas.

Cuando hay información disponible sobre los costes, los datos se presentan junto con la descripción de las técnicas descritas en apartados anteriores y, de esta forma, se puede obtener una idea general de la magnitud de los costes que comporta cada técnica. Sin embargo, la inversión real necesaria para aplicar una técnica dependerá en gran medida de factores específicos relacionados, por ejemplo, con los impuestos, las tasas y las características técnicas relativas a cada instalación. Estos factores varían según el caso y no se pueden evaluar por completo en este documento. Si no hay información disponible sobre los costes, las conclusiones sobre la viabilidad económica de las técnicas se extraen a partir de la observación de instalaciones existentes.

Las MTD generales que se incluyen en este apartado pretenden servir de punto de referencia para evaluar el funcionamiento actual de una central existente o sopesar una propuesta para una instalación nueva y, con ello, contribuir a determinar las condiciones adecuadas según las MTD para la instalación o bien a establecer normas vinculantes generales con arreglo al apartado 8 del artículo 9. Es posible que las nuevas instalaciones se puedan diseñar de manera que el rendimiento obtenido sea igual o mejor que los niveles descritos como MTD. Asimismo, las instalaciones existentes deberían acercarse a los niveles asociados con las MDT o mejorarlos, según la aplicabilidad técnica y económica de las técnicas en cada caso en particular.

Los documentos BREF no son estándares legalmente vinculantes, pero, sin embargo, representan una manera de proporcionar información orientativa para la industria, los Estados miembros y el público en general sobre los niveles de emisión y consumo que se pueden conseguir si se utilizan unas técnicas concretas. Los valores límite adecuados para cada caso específico se deberán establecer tomando en consideración los objetivos de la Directiva IPPC y los factores locales.

Para evitar las repeticiones en este documento, se puede consultar información más detallada en el apartado 3.15.1 sobre las MTD para los sistemas de gestión ambiental.

5.5.1 Descarga, almacenamiento y manipulación de biomasa, turba y aditivos

En la Tabla 5.30 se resumen las MTD a la hora de impedir las emisiones relacionadas con las operaciones de descarga, almacenamiento y manipulación de biomasa y turba, y también de sus aditivos tales como cal, caliza, amoníaco, etc.

Tabla 5.30: MTD para la descarga, almacenamiento y manipulación de carbón, lignito y aditivos

Material	Contaminantes u otros efectos	MTD
Biomasa y turba	Polvo	<ul style="list-style-type: none"> • el uso de equipos de carga y descarga que minimicen la altura de la caída del combustible hasta sus almacenes especiales, para reducir la generación de polvo fugitivo, especialmente cuando se almacena madera fina y turba seca • sistemas de pulverización de agua para reducir la formación de polvo fugitivo de las áreas de almacenamiento • la humedad de la turba debe ser al menos de un 40% durante el transporte hasta la central. De esta forma se impide la formación de polvo fugitivo proveniente del combustible y se reduce la aceleración del fuego, en el caso de una autoignición • situar los transportadores de transferencia en áreas seguras y abiertas sobre la superficie para que se puedan evitar los daños producidos en los vehículos y demás equipos • uso de dispositivos de limpieza para las cintas transportadoras con el fin de minimizar la generación de polvo fugitivo • con el fin de impedir las emisiones de polvo en las tareas de transporte de biomasa polvorienta y turba seca, se usarán transportadores cerrados con equipos de filtración y extracción robustos y bien diseñados en los puntos de transferencia del transportador • racionalizar los sistemas de transporte para minimizar la generación y el transporte del polvo dentro de las instalaciones • usar unas buenas prácticas de diseño y construcción y un mantenimiento apropiado.
	Contaminación del agua	<ul style="list-style-type: none"> • almacenamiento en superficies estancas con drenaje y recogida de aguas residuales y tratamiento del agua mediante sedimentación • recogida de la escorrentía superficial (agua de lluvia) que lava las partículas de combustible y tratamiento de este flujo de las áreas de almacenamiento de la biomasa y turba (es decir, la parte sedimentada) antes de su vertido.
	Combustión estable	<ul style="list-style-type: none"> • ejecución de verificaciones de la calidad de la paja entregada y, posterior almacenamiento de los datos en un ordenador central de logística • garantizar que, en la cocombustión de varios tipos de biomasa, existen dos o más sistemas de almacenamiento de tal forma que se pueda controlar la mezcla de combustible alimentado en función de la calidad de los combustibles.
	Prevención de incendios	<ul style="list-style-type: none"> • vigilar las áreas de almacenamiento de la biomasa y turba para detectar fuegos provocados por la autoignición y para identificar puntos de riesgos.

Tabla 5.30: MTD para la descarga, almacenamiento y manipulación de carbón, lignito y aditivos (continuación)

Material	Contaminantes u otros efectos	MTD
Cal y caliza	Polvo	<ul style="list-style-type: none"> • con el fin de impedir las emisiones de polvo en las tareas de transporte se utilizarán transportadores cerrados, sistemas neumáticos de transferencia y silos con equipos de filtración y extracción bien diseñados y robustos en los puntos de transferencia y entrega del transportador.
Amoníaco puro licuado	Riesgos para la salud y la seguridad asociados con el amoníaco	<ul style="list-style-type: none"> • para la manipulación y almacenamiento de amoníaco puro licuado los depósitos presurizados para amoníaco puro licuado de volumen superior a 100 m³ se deberán construir con doble pared y ubicarse de forma subterránea; los depósitos de 100 m³ y de menor tamaño se deberán fabricar incluyendo técnicas de recocado • desde el punto de vista de la seguridad, la manipulación de una solución agua-amoníaco resulta menos arriesgado que el almacenamiento y la manipulación de amoníaco puro licuado.

5.5.2 Tratamiento previo de combustible

Para el tratamiento previo de la biomasa, en particular para la madera, una de las MTD será la clasificación basada en el tamaño y la contaminación de ésta con el fin de garantizar sus condiciones estables de combustión, para reducir la cantidad de combustible no quemado en las cenizas y, así, reducir las emisiones máximas. En el caso de que la madera utilizada se encuentre contaminada, la MTD será conocer el tipo de contaminación y realizar una evaluación analítica de los contaminantes para cada cargamento que llegue a la central eléctrica. Para aumentar la eficiencia térmica de las centrales eléctricas alimentadas con turba, el sistema de secado también se considera una MTD. Para reducir la cantidad de agua y, así, aumentar la eficiencia térmica de las calderas alimentadas con turba, el secado de la turba en un almacenamiento intermedio en el campo de recogida también debe ser considerado como parte de las MTD.

5.5.3 Combustión

Para la combustión de la biomasa y de la turba, se considerarán como MTD la combustión pulverizada, la combustión en lecho fluidizado (CLFB y CLFC), así como la técnica de combustión en parrilla mediante esparcidor-cargador para madera y la parrilla vibrante y refrigerada por agua para el quemado de paja.

También se deberá considerar como MTD el uso de un sistema de control informatizado avanzado con el fin de alcanzar un elevado rendimiento de la caldera con condiciones de combustión mejoradas que permitan la reducción de las emisiones.

Como corresponde a los sistemas de combustión en parrilla para biomasa, las parrillas móviles de esparcidor-cargador forman parte de las MTD, debido a que, normalmente, las emisiones resultantes de óxido de nitrógeno ($\text{NO}_x > 200 \text{ mg/Nm}^3$) y monóxido de carbono son bajas. Para la combustión de paja utilizando parrillas vibratorias refrigeradas por agua, las temperaturas del vapor deben mantenerse por debajo de, aproximadamente, los $500 \text{ }^\circ\text{C}$ con el fin de controlar la corrosión. La combustión de turba pulverizada no se ha considerado como MTD para las centrales nuevas debido a su baja eficiencia térmica.

5.5.4 Eficiencia térmica

Para reducir los gases de efecto invernadero, en particular las emisiones de CO_2 provenientes de las centrales de combustión alimentadas con turba, pero también para reducir la cantidad de combustible (en este sentido, también para la biomasa) que se necesita para producir una unidad de energía térmica, las mejores opciones disponibles desde el punto de vista actual son las técnicas y las medidas operativas cuyo fin es aumentar la eficiencia térmica.

En el caso de las centrales eléctricas alimentadas con turba y biomasa, la eficiencia energética se define como el consumo específico de calor (energía almacenada en el combustible / energía disponible a la salida de la central eléctrica) y como el rendimiento de la central eléctrica que, en este caso, es el inverso del consumo específico, es decir, el porcentaje de la energía producida / energía almacenada en el combustible). La energía del combustible se mide como el poder calorífico inferior.

Para las centrales alimentadas por biomasa y turba, la cogeneración de calor y electricidad es, por mucho, la mejor manera técnica y económica de aumentar la eficiencia energética (combustible) debido a que el rendimiento eléctrico de una central eléctrica alimentada con biomasa o turba suele ser normalmente bajo (20 – 30%). En este sentido, la cogeneración es, por tanto, la MTD más importante siempre que sea económicamente rentable, es decir, siempre que la demanda local de calor sea lo suficientemente elevada como para garantizar la construcción de la central de cogeneración que, con mucha frecuencia, es el caso en las aplicaciones industriales.

El rendimiento exergético (consulte también el apartado 2.7.5) asociado con el funcionamiento de la central bajo condiciones de MTD estará comprendido entre el 40 – 42%. El rendimiento de combustible de una central de cogeneración MTD estará comprendido entre el 75 y el 90%, que se corresponde con un consumo específico situado dentro del rango 1,3 – 1,1. Hay que tener en cuenta que estos niveles de MTD no se logran bajo todas las condiciones operativas. La eficiencia energética será tan buena como lo sea el diseño de la central. Las eficiencias energéticas reales durante el periodo de funcionamiento de las centrales pueden ser

inferiores debido a los cambios que se produzcan en la carga durante su funcionamiento, a la calidad del combustible, etc. La eficiencia energética también depende del sistema de refrigeración de la central eléctrica y del consumo energético del sistema de limpieza de los gases de combustión.

En las centrales ya existentes, se pueden aplicar ciertas técnicas de mejora para aumentar la eficiencia térmica. Por ejemplo, el rendimiento de la combustión se puede mejorar mediante un tratamiento previo de los biocombustibles con el fin de disminuir los niveles de humedad. Una reducción de la humedad de un 60 a un 40% podría aumentar la eficiencia térmica en torno a un 10%. La cocombustión de biomasa en centrales eléctricas alimentadas con carbón también se traduce en un importante incremento del rendimiento eléctrico.

En general, también habrá que tener en cuenta las siguientes medidas para aumentar el rendimiento:

- combustión: minimizar la pérdida de calor debida a los gases no quemados y la presencia de elementos en los residuos sólidos y los residuos de la combustión;
- obtener los mayores valores posibles para la presión y temperatura del vapor de trabajo;
- lograr la mayor caída de presión posible en el extremo de baja presión de la turbina de vapor mediante la menor temperatura posible del agua de refrigeración (refrigeración por agua fría);
- minimizar la pérdida de calor en los gases de combustión (utilización del calor residual o la calefacción de distrito);
- minimizar la pérdida de calor en la escoria;
- minimizar la pérdida de calor por conducción y radiación utilizando aislamiento;
- minimizar el consumo interno de energía tomando las medidas adecuadas, por ejemplo, impidiendo la formación de escorias en el evaporador, un mayor rendimiento de la bomba de alimentación de agua, etc.
- precalentar el agua de alimentación de la caldera con el vapor;
- mejorar la geometría de los álabes de las turbinas.

En la Tabla 5.31 se resumen los niveles de eficiencia energética (combustible) obtenidos con la aplicación de las medidas MTD anteriores.

5.5.5 Polvo

Para eliminar el polvo presente en los gases de combustión provenientes de las nuevas y ya existentes instalaciones de combustión alimentadas por biomasa y turba, la MTD es el empleo de filtros de mangas con filtros de tela o un precipitador electrostático (PE). En este sentido, se debe destacar que cuando se utilizan

Tabla 5.31: Niveles de eficiencia térmica asociados con la aplicación de medidas MTD

Combustible	Téc. comb.	Rendimiento en unidades térmicas (neto) (%)	
		Rendimiento eléctrico	Rendimiento de combustible (cogeneración)
Biomasa	Combustión en parrilla	Cerca de 20	75 – 90 Dependiendo de la aplicación específica y de la demanda de calor y electricidad. La cogeneración es la medida MTD más importante para lograr un elevado rendimiento de combustible y se deberá tener en cuenta siempre que la demanda de calor sea lo suficientemente elevada.
	Esparcidor-cargador	>23	
	CLF (CLFC)	>28 – 30	
Turba	CLF (CLFB y CLFC)	>28 – 30	

combustibles de bajo contenido en azufre, tales como la biomasa, el potencial de disminución del rendimiento del PE se reduce con las bajas concentraciones de dióxido de azufre presentes en los gases de combustión. En este contexto, el FT (filtro de tela), que permite una emisión de polvo próxima a 5 mg/Nm³, es la opción técnica preferida para reducir las emisiones de polvo.

El uso aislado de colectores mecánicos y ciclones no se considera una MTD, pero estos elementos se pueden usar como una etapa de prelimpieza en el camino que siguen los gases de combustión. En la Tabla 5.32 se resumen las MTD finales para eliminar el polvo y sus niveles de emisión asociados. Estos niveles asociados de emisión de polvo tienen en cuenta la necesidad de reducir las partículas finas (PM₁₀ y PM_{2,5}) y de minimizar la emisión de metales pesados, ya que tienen tendencia a acumularse preferentemente sobre las partículas de polvo más finas.

Los niveles de emisión asociados con las MTD están basados en una media diaria, condiciones estándares y un nivel de O₂ del 6% y representan una típica situación de carga. Para cargas extraordinarias periodos de arranque y de parada así como para los problemas de funcionamiento asociados con los sistemas de limpieza de los gases de combustión deberían tenerse en cuenta que los valores extraordinarios a corto plazo podrían ser más elevados.

5.5.6 Metales pesados

El combustible contendrá diferentes sustancias minerales dependiendo de su origen. La biomasa y la turba presentan ciertas concentraciones de elementos traza tales como metales pesados. El comportamiento de los metales pesados en el proceso de la combustión implica una serie de procesos complejos desde el punto de vista químico y físico. Básicamente, la mayoría de los metales pesados se evaporan en el proceso de combustión y se condensan posteriormente sobre las superficies de las partículas (cenizas volantes). Por lo tanto, la MTD para reducir las emisiones de metales pesados en los gases de combustión provenientes de las cen-

Tabla 5.32: MTD para eliminar el polvo de los gases derivados de las centrales de combustión alimentadas por biomasa y turba

Potencia (MW _{th})	Nivel de emisión de polvo (mg/Nm ³)		MTD para lograr estos niveles	Supervisión	Campo de aplicación	Comentarios
	Centrales nuevas	Centrales antiguas				
50 – 100	5 – 20	5 – 30	FT/PE	Continua	Centrales nuevas y ya existentes	La tasa de reducción asociada con el uso de un filtro de tela es del 99,95% o superior y, por lo tanto, se la considera como la primera MTD para eliminar el polvo de las centrales alimentadas con biomasa y turba. La tasa de reducción asociada con el uso de un PE es del orden del 99,5% o superior.
100 – 300	5 – 20	5 – 20	FT/PE	Continua	Centrales nuevas y ya existentes	
>300	5 – 20	5 – 20	FT/PE	Continua	Centrales nuevas y ya existentes	

Notas:

PE (Precipitador electrostático) FT (Filtro de tela)

trales de combustión alimentadas por biomasa y turba es el empleo de un filtro de tela (tasa de reducción >99,95%) o de un PE de elevado rendimiento (tasa de reducción >99,5%), siendo siempre el filtro de tela la primera opción en la jerarquía de las MTD para eliminación del polvo.

5.5.7 Emisiones de SO₂

Con frecuencia, el contenido de azufre en la turba suele ser bajo y la biomasa de madera no contiene prácticamente azufre. La biomasa basada en madera puede, por tanto, quemarse en CLF sin aplicar ningún proceso de desulfuración. El nivel de emisión de SO₂ depende sólo del contenido de azufre en el combustible y éste se encuentra normalmente por debajo de 50 mg/Nm³ (O₂ = 6%).

En la combustión de turba con un contenido superior en azufre o en la cocombustión de biomasa/turba con otros combustibles, por ejemplo carbón, la MTD para la reducción de emisiones de SO₂ será la aplicación de medidas primarias o secundarias (dependiendo de la mezcla de combustible).

En la actualidad, en las nuevas calderas de las grandes instalaciones de combustión de menor tamaño (es decir <100 MW_{th}) se aplica normalmente la combustión en lecho fluidizado. En estas calderas, las técnicas de desulfuración húmedas son demasiado caras para que se puedan considerar como MTD y los procesos de inyección seca (desulfuración *in situ* añadiendo caliza o dolomita al lecho) pueden

resultar lo suficientemente eficaces como para lograr los mismos niveles de emisión. La inyección de hidróxido de calcio en forma seca antes del filtro de tela o del PE también puede lograr una elevada tasa de reducción. En el horno, la inyección de caliza junto con un depurador de activación de óxido de calcio resulta también bastante eficaz en algunos casos. Estas medidas también eliminan otras emisiones perjudiciales, tales como el HCl. Los niveles de HC asociados con el empleo de las MTD se consideran inferiores a 25 mg/Nm^3 .

El grado de desulfuración en las calderas de CLF alimentadas con turba es significativamente inferior que en las calderas de CLF alimentadas con carbón. El grado de desulfuración con una relación moderada de Ca/S (es decir, 3 – 5) para las CLFC y CLFB alimentadas con turba está comprendido entre el 30 – 40%. La desulfuración no aumenta por encima del 45% en las calderas de CLFB, incluso para relaciones Ca/S muy elevadas. En las calderas de CLFC, el grado de desulfuración máximo alcanzable se encuentra en torno al 80%, pero éste no se puede considerar como MTD debido al muy alto empleo de caliza que provoca problemas con el producto final e implica un elevado coste. En calderas de CLFC con una elevada desulfuración (por ejemplo >80%), la MTD es una combinación de inyección de absorbente en el horno además de utilizar otra medida secundaria.

En muchas calderas de CLF se realiza una cocombustión de turba y de diferentes tipos de biomasa de madera (serrín, virutas de madera, corteza, etc.), por lo tanto, la cocombustión de turba y biomasa se puede contemplar como una opción de MTD para reducir las emisiones de SO_2 y, al mismo tiempo, para reducir también las emisiones de CO_2 en las centrales de combustión alimentadas con turba. Lo mismo ocurre cuando en los procesos de cocombustión de madera y turba, parte del azufre contenido en la turba reacciona con la ceniza de la madera, y se convierte en un agente adicional de desulfuración en las calderas de CLF. Al efectuar la cocombustión del carbón con la biomasa, los niveles de SO_2 alcanzables dependen en cierta medida del contenido de azufre en el carbón y del nivel de cocombustión.

En la Tabla 5.33 se resumen las MTD finales para desulfuración y los niveles de emisión asociados para la combustión de turba. Los niveles de emisión asociados con las MTD están basados en una media diaria, condiciones estándares y un nivel de O_2 del 6%, y representan una típica situación de carga. Para cargas extraordinarias, periodos de arranque y de parada, así como para los problemas de funcionamiento asociados con los sistemas de limpieza de los gases de combustión deberían tenerse en cuenta que los valores extraordinarios a corto plazo podrían ser más elevados.

5.5.8 Emisiones de NO_x

En general, para las centrales de combustión alimentadas por biomasa y turba, la reducción de óxidos de nitrógeno (NO_x) utilizando una combinación de medidas

Tabla 5.33: MTD para la prevención y el control de los dióxidos de azufre de las centrales de combustión de turba

Potencia (MW _{th})	Técnica de combustión	Nivel de emisión de SO ₂ asociado con las MTD (mg/Nm ³)		Opciones de MTD para lograr estos niveles (lista no exhaustiva)	Campo de aplicación	Supervisión
		Centrales nuevas	Centrales antiguas			
50 – 100	CCP	200 – 300	200 – 300	Inyección de caliza Inyección de hidróxido de calcio en forma seca antes de usar el filtro de mangas o el PE DGC (sds)	Centrales nuevas y antiguas	Continua
	CLF (CLFB y CLFC)	200 – 300	200 – 300	Cocombustión de biomasa y turba Inyección de caliza Inyección de hidróxido de calcio en forma seca antes de usar el filtro de mangas o el PE DGC (sds)	Centrales nuevas y ya existentes	Continua
100 – 300	CCP	200 – 300	200 – 300	Inyección de caliza Inyección de hidróxido de calcio en forma seca antes de usar el filtro de mangas o el PE DGC (sds)	Centrales nuevas y ya existentes	Continua
	CLF (CLFB y CLFC)	150 – 250	150 – 300	Cocombustión de biomasa y turba, Inyección de caliza, Inyección de hidróxido de calcio en forma seca antes de usar el filtro de mangas o el PE DGC	Centrales nuevas y ya existentes	Continua
>300	CCP	50 – 150	50 – 200	DGC (húmeda) DGC (sds) Depuración con agua marina Técnicas combinadas para la reducción de NO _x y SO ₂	Centrales nuevas y ya existentes	Continua
	CLF (CLFB y CLFC)	50 – 200	50 – 200	Cocombustión de biomasa y turba, Inyección de caliza, Inyección de hidróxido de calcio en forma seca antes de usar el filtro de mangas o el PE DGC (sds) o DGC (húmeda)	Centrales nuevas y ya existentes	Continua

Notas:

CCP (Combustión pulverizada) CLFB (Combustión en lecho fluidizado burbujeante) CLFC (Combustión en lecho fluidizado circulante) CLFP (Combustión en lecho fluidizado a presión) DGC (húmeda) (Desulfuración húmeda de los gases de combustión) DGC(sa) (Desulfuración de los gases de combustión utilizando un secador atomizador)

primarias o secundarias (por ejemplo, RNCS y RCS) se considera como MTD. Los compuestos de nitrógeno que son de interés son el óxido de nitrógeno (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO₂), denominados colectivamente como NO_x, y el óxido nitroso (N₂O), especialmente para las calderas CLF.

Para la combustión de biomasa en parrilla, en particular la biomasa basada en madera, la técnica del esparcidor-cargador (es decir, la combustión sobre un cargador ambulante con parrilla refrigerada por aire) se considera MTD con el fin de reducir las emisiones de NO_x.

Para las centrales de combustión alimentadas con turba pulverizada, la combinación de las distintas medidas primarias se considera como MTD. Esto significa, por ejemplo, el uso de un quemador avanzado de bajas emisiones de NO_x en combinación con otras medidas primarias tales como la recirculación de los gases de combustión, la combustión en fases (estratificación del aire), la recombustión, etc.

En las calderas de CLF que queman biomasa o turba, la MTD es la reducción de las emisiones de NO_x lograda por la distribución del aire o por la recirculación de los gases de combustión. Existe una pequeña diferencia en las emisiones de NO_x entre las combustiones CLFB y CLFC. Los valores más bajos de emisión con turba y biomasa se alcanzan con las calderas de CLFC, pero en ambas técnicas (CLFB y CLFC) los valores de emisión tienden a disminuir y no se encuentran actualmente diferencias importantes. Los niveles de emisión asociados cuando se utilizan métodos primarios de reducción de NO_x en calderas de CLF para la combustión de turba y biomasa son: para CLFB 180 – 260 mg NO₂/Nm³ (O₂ = 6%) y para CLFC, 155 – 260 mg NO₂/Nm³ (O₂ = 6%). El rango relativamente amplio se debe principalmente a la variación en el contenido del nitrógeno en el combustible (para turba entre 0,7 – 2,5%) y debido al tamaño de la caldera. Según se ha informado, la desulfuración por inyección de caliza en la caldera aumenta la emisión de NO_x entre 10 y 25 mg/Nm³ (O₂ = 6%).

Además, la reducción no catalítica selectiva (RNCS) introduciendo amoníaco o urea en el horno es parte de la MTD. Para evitar el escape de amoníaco con la técnica RNCS, se puede instalar en el área del economizador de la caldera una capa baja de catalizador de RCS. Como este catalizador reduce el escape de amoníaco, también reduce la correspondiente cantidad de NO_x. En las calderas de CLFC, utilizando una combinación de RNCS + RCS, se puede alcanzar una emisión de NO_x de 50 mg/Nm³ con un escape de amoníaco por debajo de 5 mg/Nm³.

Además del uso de las medidas primarias, la RCS se contempla como una posibilidad para reducir las emisiones de NO_x y, por lo tanto, forma parte de las MTD. Para las centrales alimentadas con paja, la aplicación de la RCS puede no ser posible debido al rápido envenenamiento del catalizador por la formación de compuestos de potasio. La RCS fue introducida en la mitad de la década de los noventa y, en la actualidad, existen seis calderas alimentadas con biomasa que

funcionan con el sistema de RCS dentro del sector energético. Cinco de ellas son de lecho fluidizado (CLFC/CLFB) para cogeneración y una es una pequeña parrilla (40 MW – mezcla de biomasa/turba) para cogeneración. Para todas las calderas de CLF se ha considerado oportuno aplicar una combinación de RNCS y RCS (para un alto contenido en partículas). La parrilla sólo dispone de una RCS (para un bajo contenido en partículas). Normalmente, las emisiones de NO_x tras la RCS están por debajo de los 30 mg/MJ ($<90 \text{ mg/m}^3$).

En la Tabla 5.34 se resumen las MTD finales para la prevención y el control de emisiones NO_x y de los niveles de emisión asociados. Los niveles de emisión asociados con las MTD están basados en una media diaria, condiciones estándares y en un nivel de O_2 del 6%, y representan una típica situación de carga. Para cargas extraordinarias, periodos de arranque y de parada así como para los problemas de funcionamiento asociados con los sistemas de limpieza de los gases de combustión debería tenerse en cuenta que los valores extraordinarios a corto plazo podrían ser más elevados.

Tabla 5.34: MTD para la prevención y el control de formación de óxido de nitrógeno en las centrales de combustión alimentadas por biomasa y turba

Potencia (MW_{th})	Técnica de combustión	Nivel de emisión de NO_x asociado con MTD (mg/Nm^3)		Opciones de MTD para lograr estos niveles (lista no exhaustiva)	Campo de aplicación	Supervisión
		Centrales nuevas	Centrales antiguas			
50 – 100	Combustión en parrilla	170 – 250	200 – 300	Esparcidor-cargador		Continua
	CCP	150 – 250	150 – 300	Combinación de MP (tales como estratificación del combustible y del aire, quemador de bajas emisiones de NO_x , etc.) RCS	Centrales nuevas y ya existentes	Continua
	CLF(CLFB y CLFC)	150 – 250	150 – 300	Combinación de MP (tales como distribución de aire o recirculación de los gases de combustión)	Centrales nuevas y ya existentes	Continua
100 – 300	CCP	150 – 200	150 – 250	Combinación de MP (tales como estratificación del combustible y del aire, quemador de bajas emisiones de NO_x) si fuera necesario, RNCS o RCS	Centrales nuevas y ya existentes	Continua
	CLF (CLFB, y CLFC)	150 – 200	150 – 250	Combinación de MP (tales como distribución de aire o recirculación de los gases de combustión)	Centrales nuevas y ya existentes	Continua

Tabla 5.34: MTD para la prevención y el control de formación de óxido de nitrógeno en las centrales de combustión alimentadas por biomasa y turba (continuación)

Potencia (MW _{th})	Técnica de combustión	Nivel de emisión de NO _x asociado con MTD (mg/Nm ³)		Opciones de MTD para lograr estos niveles (lista no exhaustiva)	Campo de aplicación	Supervisión
		Centrales nuevas	Centrales antiguas			
>300	CCP	50 – 150	50 – 200	Combinación de MP (tales como estratificación del combustible y del aire, quemador de bajas emisiones de NO _x), si fuera necesario, RNCS o RCS	Centrales nuevas y ya existentes	Continua
	CLF (CLFB y CLFC)	50 – 150	50 – 200	Combinación de MP (tales como distribución de aire o recirculación de los gases de combustión), si fuera necesario, RNCS o RCS	Centrales nuevas y ya existentes	Continua

Notas:

CCP (Combustión pulverizada) CLFB (Combustión en lecho fluidizado burbujeante) CLFC (Combustión en lecho fluidizado circulante) CLFP (Combustión en lecho fluidizado a presión) MP (Medidas primarias)

5.5.9 Monóxido de carbono (CO)

La MTD para la minimización de las emisiones de CO es la combustión completa, que se consigue mediante un buen diseño del horno, el uso de técnicas de control de procesos y de supervisión del rendimiento elevado, y el mantenimiento periódico del sistema de combustión. Además de las condiciones de combustión, un sistema bien optimizado para reducir las emisiones de NO_x mantendrá bajos los niveles de CO dentro del rango 50 – 250 mg/Nm³; las emisiones de las calderas de CLF se encuentran normalmente en la parte inferior del rango anterior, mientras que las emisiones correspondientes a la CCP y a la combustión en parrilla son ligeramente más altas.

5.5.10 Fluoruro de hidrógeno (HF) y cloruro de hidrógeno (HCl)

El nivel de emisión asociado a las MTD para la combustión de turba y biomasa es <25 mg/Nm³. Para aquellos combustibles que no requieran la inyección de sorbente para la reducción de SO₂ y cuyo contenido álcali inherente no sea suficiente como para cumplir el nivel de MTD, la inyección álcali adicional es una parte de la MTD.

En las centrales de combustión que utilicen paja como combustible, la variación en las emisiones de HCl estará comprendida entre 50 y 300 mg/Nm³ (valor medio

diario) con un valor medio típico anual de 100 mg/Nm^3 . Para centrales de paja de mayor tamaño, la aplicación de un reactor húmedo o de un sistema de reactor con secadores-atomizadores se considera como parte de la MTD si se han medido cantidades más elevadas de HCl. Tanto el reactor húmedo como los sistemas lavadores secadores con atomización reducen las emisiones de HCl (con una tasa de reducción de casi el 98%). Las emisiones de SO_2 , que pueden ser de hasta 300 mg/Nm^3 en el gas sin refinar de una central alimentada con paja, también se pueden reducir (con una tasa de reducción del 80%-95%). En este caso, el nivel de emisión de HCl asociado se encontrará entre 5 y 25 mg/Nm^3 .

Debido a la generación de HCl, la combustión de paja conduce a un elevado riesgo de corrosión a alta temperatura, en particular en la sección del sobrecalentador de la caldera.

5.5.11 Amoníaco (NH_3)

Una desventaja de los sistemas de RNCS y RCS es la emisión al aire de amoníaco sin reaccionar (escape de amoníaco). La concentración de la emisión de amoníaco asociada con el uso de MTD debe situarse por debajo de 5 mg/Nm^3 .

5.5.12 Dioxinas y furanos

En algunas centrales alimentadas con biomasa, especialmente las centrales de combustión de madera, se han medido las emisiones de dioxinas y furanos y, en general, un nivel de emisión inferior a $0,1 \text{ ng/Nm}^3$ resulta alcanzable.

5.5.13 Ruido

Hay que tener un cuidado especial cuando se corta la paja que se necesita para la cocombustión con el carbón en calderas de combustible pulverizado. La MTD para cortar la paja es usar trituradoras de martillos (que tienen un elevado nivel de ruido). También hay que prestar una atención especial al posterior transporte neumático hasta el quemador.

5.5.14 Contaminación del agua

Debido al funcionamiento de centrales de combustión alimentadas por biomasa y turba, se generan diferentes corrientes de aguas residuales (consulte el capítulo 1). Para reducir las emisiones al agua y para evitar la contaminación hídrica, todas las medidas que se presentaron en el apartado 5.4.8 se consideran como MTD y se resumen en la Tabla 5.35.

Tabla 5.35: MTD para la reducción de la contaminación por aguas residuales

Técnica	Principales beneficios ambientales	Campo de aplicación	
		Centrales nuevas	Centrales modernizadas
DGC húmeda (sólo se aplica en caso necesario bajo las condiciones del apartado 5.4.8)			
Tratamiento del agua por floculación, sedimentación, filtración, intercambio de iones y neutralización	Eliminación de fluoruros, metales pesados, CQO y partículas	MTD	MTD
Funcionamiento en bucle cerrado	Disminución del vertido de aguas residuales	MTD	MTD
Mezcla de aguas residuales con ceniza	Se evita el vertido de aguas residuales	MTD	MTD
Descarga y transporte de escoria			
Circuito cerrado de agua por filtración o sedimentación	Disminución del vertido de aguas residuales	MTD	MTD
Regeneración de desmineralizadores y pulidores de condensado			
Neutralización y sedimentación	Disminución del vertido de de aguas residuales	MTD	MTD
Limpieza de calderas, precipitadores y precalentadores de aire			
Neutralización y funcionamiento en bucle cerrado o sustitución por métodos de limpieza en seco	Disminución del vertido de aguas residuales	MTD	MTD
Escorrentía superficial			
Sedimentaciones o tratamiento químico y reutilización interna	Disminución del vertido de aguas residuales	MTD	MTD

Como mencionamos previamente en el apartado 5.4.1, se considera MTD que la biomasa y la turba se almacenen en superficies selladas con drenaje y recogida de las aguas drenadas, o en silos, o en áreas de almacenamiento estancas. La escorrentía superficial (agua de lluvia) que lava las partículas de combustible de las áreas de almacenamiento, deberá ser recogida y tratada (sedimentación) antes de su vertido. El nivel de emisión asociado con la MTD en el agua vertida se considera inferior a 30 mg/l.

Es imposible evitar que, de forma ocasional, pequeñas cantidades de agua (de lavar) se contaminen con aceite en una central eléctrica. Los pozuelos de separación de aceite son, en general, suficientes para evitar cualquier daño ambiental.

En general, las otras técnicas descritas en el capítulo 3 para el tratamiento de aguas residuales también se pueden considerar como MTD para este sector.

5.5.15 Residuos de combustión

La industria deberá prestar atención a la utilización de residuos y subproductos de la combustión, en lugar de depositarlos en vertederos. La utilización y reuso es, por lo tanto, la mejor opción disponible.

Existe un gran número de posibilidades para la reutilización de los diferentes subproductos. Cada uso define una serie de criterios específicos para la calidad de la ceniza. Resulta imposible analizar todos estos criterios en este documento de referencia de las MTD. Sin embargo, será suficiente decir que el criterio de calidad suele estar relacionado con las propiedades estructurales de la ceniza y con el contenido de cualquier sustancia perjudicial, tal como la cantidad de combustible sin quemar presente en la ceniza, la solubilidad de los metales pesados, etc.

5.6 Técnicas emergentes para la combustión de la biomasa y turba

Gasificación de la turba y biomasa

La gasificación presurizada en ciclo combinado de gasificación integrada (CCGI) es una de las tecnologías de alto rendimiento que pueden reducir las emisiones, incluyendo la de los gases de efecto invernadero (CO_2), asociadas a la producción de energía a gran escala a partir de los combustibles sólidos. La turba es un combustible ideal para la gasificación debido a su elevado contenido volátil. El estado actual del desarrollo de la tecnología CCGI basada en biomasa dentro de los países nórdicos es tal que, en la actualidad, se está construyendo una unidad de demostración en Suecia.

La gasificación de la paja sólo se ha comprobado con éxito cuando se realiza junto con el carbón, por lo que la gasificación de la paja de forma aislada necesita un mayor desarrollo antes de que se pueda comercializar.

6. Técnicas de combustión para combustibles líquidos

6.1 Técnicas y procesos aplicados

6.1.1 Descarga, almacenamiento y manipulación de combustibles líquidos

Los combustibles líquidos se suministran a través de una tubería, barco, tren o camión, dependiendo de la disponibilidad de los sistemas de transporte en las grandes instalaciones de combustión, refinerías y en los pozos petrolíferos. Los combustibles líquidos se procesan en las refinerías para su empleo directo en motores, sistemas de combustión doméstica y grandes instalaciones de combustión. En general, el vertido se realiza mediante tuberías.

El fuelóleo se almacena en tanques de almacenamiento cilíndricos de acero verticales (tejado flotante o ventilado). La capacidad de los tanques varía entre los 1.000 m³ y los 100.000 m³, dependiendo del número de tanques y del tamaño de la estación. En general, los tanques se encuentran agrupados dentro de un cubeto (depósito de retención), que puede almacenar todo o parte del volumen (por ejemplo, del 50% al 75% de la capacidad máxima global de todos los tanques pero, al menos, igual al volumen máximo del mayor de ellos) del fuelóleo almacenado en el caso de un escape o de otro daño sufrido por los tanques (por ejemplo, fuego, explosión, rotura de la tubería, etc.). El cubeto deberá estar perfectamente sellado y disponer de interceptores para impedir el vertido del combustible en las corrientes de agua del lugar.

Dependiendo de las condiciones climáticas del lugar y del tipo de fuelóleo almacenado, los tanques de almacenamiento tal vez tengan que estar equipados con sistemas de calefacción para calentar el fuelóleo (en particular el fuelóleo pesado, HFO) hasta la temperatura apropiada para efectuar su transferencia y con el fin de garantizar la correcta atomización en el quemador, que es una importante técnica de control de contaminación. En estos casos, los tanques tendrán que aislarse apropiadamente. Existen dos tipos de sistemas de calefacción que se suelen utilizar para calentar el fuelóleo: calentadores «inferiores», que calientan el volumen completo del fuelóleo; o calentadores de «recuperación», que se encuentran localizados justo antes de la tubería de succión y calientan el fuelóleo sólo a medida que va saliendo del tanque de almacenamiento. Cabe notar que el petróleo destilado ligero no necesita calentarse para su bombeo ni para su atomización.

La ventilación de los gases desde el tanque de almacenamiento hasta el tanque de distribución se suele efectuar salvo que se utilicen tanques de almacenamiento con tejado flotante. Se practica un resellado automático de las mangueras de conexión cuando se distribuyen los líquidos. Las conexiones de distribución se encuentran situadas dentro del cubeto.

Una práctica muy frecuente es la realización de comprobaciones regulares del contenido de los tanques para identificar fugas y para verificar el nivel de llenado. Los sistemas automáticos, que incluyen alarmas, se utilizan para comprobar el nivel de llenado. En ocasiones también se utilizan atmósferas inertes. También se suelen efectuar comprobaciones regulares de las instalaciones de almacenamiento y de las tuberías, y forman parte de una buena gestión de la central.

Las tuberías utilizadas para la distribución del combustible líquido cuentan con tanques de almacenamiento intermedios. La distribución del combustible desde los tanques de almacenamiento a los quemadores suele realizarse mediante tuberías elevadas o mediante zanjas de servicio o, de manera menos frecuente, mediante tuberías enterradas. Se utilizan barreras para proteger las tuberías elevadas contra posibles daños. Cuando se emplean tuberías subterráneas, lo más avanzado suele ser el empleo de tuberías de doble pared con control automático del espacio y construcciones especiales (por ejemplo, tuberías de acero, conexiones soldadas sin válvulas en la sección subterránea, etc.).

Si existe riesgo de contaminación de aguas subterráneas, el área de almacenamiento debe ser impermeable y resistente al combustible almacenado. Dependiendo del punto de ignición del combustible líquido, puede existir peligro de explosión.

6.1.2 Tratamiento previo de combustibles líquidos

6.1.2.1 TRATAMIENTO PREVIO DEL COMBUSTIBLE UTILIZADO EN LAS CALDERAS CONVENCIONALES

Los derivados del petróleo, tales como los combustible ligeros y pesados, que se utilizan como combustible en grandes instalaciones de combustión se procesan en refinerías, con el fin de cumplir las directrices nacionales e internacionales. Las distintas calidades del combustible líquido utilizado para los distintos tipos de GIC se describen en la Tabla 6.13. Una impureza importante en la combustión de los combustibles líquidos es la cantidad de azufre presente. Aunque el fuelóleo se puede procesar en la refinería para reducir el contenido en azufre, las técnicas empleadas no forman parte del alcance de este documento y, por lo tanto, se describen en el BREF sobre refinerías de gas y aceites minerales.

6.1.2.2 TRATAMIENTO PREVIO DE LOS COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EMPLEADOS EN LAS TURBINAS DE GAS

Sólo los combustibles líquidos refinados se pueden emplear directamente en las turbinas de gas alimentadas por combustible líquido. Hay que aumentar la presión del combustible líquido hasta obtener el valor de entrada necesario antes de quemarlo en la turbina de gas.

El gasóleo, cuando se utiliza como combustible en las turbinas de gas modernas, tiene que tratarse a fin de reducir sus concentraciones en sodio, potasio y calcio y para eliminar las impurezas sólidas que, en caso contrario, pueden resultar perjudiciales para los álabes de la turbina. El gasóleo se trata en una central de tratamiento de combustible, que consta de unidades de limpieza del gasóleo (una unidad centrífuga autolimpiable o una unidad de tipo electrostático) y todos los equipos de canalización y bombeo necesarios. Todos los residuos procedentes de la central se recogen y se vierten en la planta de tratamiento de aguas residuales.

Cuando se utiliza fuelóleo pesado (HFO) como combustible en turbinas de gas modernas, se requiere un procedimiento de tratamiento especial. En este caso, la central de tratamiento de combustible constará de calentadores (de tipo serpentín de vapor o eléctrico) para calentar el fuelóleo pesado no tratado, sistemas dosificadores desemulsionantes para eliminar las emulsiones del combustible líquido, separadores (centrífugos o electrostáticos) para eliminar las impurezas sólidas en el HFO, en particular para combustibles con alto contenido en ceniza, sistemas de dosificación de aditivos para alcanzar el punto de fusión de los productos de oxidación del vanadio y todos los equipos de bombeo y distribución que sean necesarios. Todos los residuos procedentes de la central se recogen y se vierten en la planta de tratamiento de aguas residuales.

Los requisitos principales de cualquier combustible para que pueda ser utilizado en las turbinas de gas son:

- poder calorífico elevado
- elevada consistencia de la entrada de calor en la turbina
- limpieza elevada
- bajo índice de corrosión, ya sea para los accesorios o para los álabes de las turbinas calientes
- baja tendencia de sedimentación y contaminación, especialmente en los álabes de las turbinas calientes.

6.1.2.3 TRATAMIENTO PREVIO DE LOS COMBUSTIBLES LÍQUIDOS PARA LOS MOTORES DIÉSEL

A fin de garantizar unas condiciones correctas de bombeo y funcionamiento, los motores diésel necesitan un suministro continuo de fuelóleo limpio y filtrado con

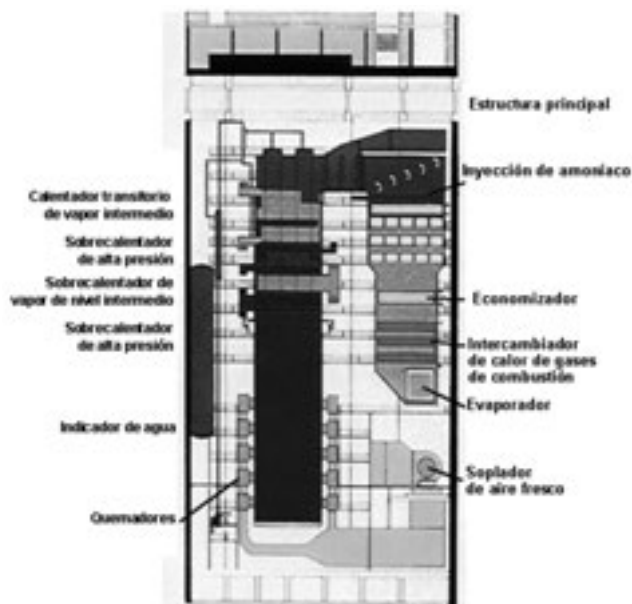
el flujo y la viscosidad correctas (para HFO el valor típico está por debajo de 730 cSt a 50 °C). Para el fuelóleo pesado se utilizan centrales de tratamiento de HFO similares a las correspondientes a las turbinas de gas, pero con las siguientes diferencias: sólo se emplean separadores centrífugos y calentadores de serpentín de vapor o eléctricos para calentar el HFO hasta la temperatura apropiada (a fin de alcanzar la viscosidad de inyección requerida, que suele estar comprendida entre 12 y 20 cSt para una buena atomización en la tobera) y, en los casos normales, no se utilizan sistemas dosificadores desemulsionantes (para desintegrar las emulsiones de combustible líquido); tampoco se utilizan sistemas dosificadores para elevar el punto de fusión de los derivados del vanadio.

6.1.3 Calderas alimentadas por combustible líquido

Las calderas que han sido diseñadas para quemar combustibles líquidos tales como fuelóleo pesado son muy similares a las calderas que se utilizan para la combustión del carbón. En la Figura 6.1 se muestra una típica caldera de fuelóleo pesado.

Los sistemas de combustión utilizados en las calderas de combustión de combustibles líquidos son similares a las empleadas en las centrales de combustión donde se utiliza carbón como combustible. Para lograr una combustión homogénea, se rocía en la caldera mediante un proceso mecánico gotas muy finas de aerosol con unas medidas comprendidas entre 30 a 150 µm o mediante la acción de un fluido

Figura 6.1: Caldera de fuelóleo pesado [43, Wienstrom, 2001]



auxiliar (aire o vapor) bajo presión o, incluso, mediante una combinación de ambos sistemas.

En todos los diseños, los quemadores reciben directamente un suministro de aire. Cuando se utiliza fuelóleo pesado, se necesita una baja viscosidad en el quemador a fin de garantizar una correcta atomización del combustible. Para obtener esta viscosidad, el fuelóleo pesado debe calentarse hasta alcanzar una temperatura comprendida entre 120 ° y 140 °C. Se emplean aditivos para mejorar la combustión del fuelóleo pesado.

Sistema de combustión frontal: en los sistemas de combustión horizontal desde una sola pared, el combustible introducido se mezcla con el aire de combustión. Los quemadores están dispuestos en filas, ya sea sólo en la pared frontal o bien en las paredes frontal y trasera, en cuyo caso se emplea el término «combustión opuesta».

Sistemas tangenciales (quemadores en las esquinas): los sistemas de combustión tangencial se basan en el concepto de una sola envoltura de llama. El combustible y el aire de combustión se proyectan desde las cajas de viento situadas en las esquinas del hogar, siguiendo una línea tangencial enfocada hacia un pequeño círculo.

Existen tres puntos técnicos importantes que hay que tener en cuenta cuando se utilizan combustibles pesados:

- la necesidad de un almacenamiento y transporte con calefacción y un aporte adicional de calor antes de la atomización, debido a la elevada viscosidad del HFO;
- su tendencia a formar partículas de coque;
- la formación de depósitos corrosivos.

Los dos primeros puntos los provocan el elevado peso molecular y la naturaleza asfáltica de algunos de sus constituyentes. Los puntos segundo y tercero derivan de la presencia de azufre, nitrógeno, vanadio y otros metales en el combustible.

Con las emulsiones, los efectos físicos de la adición de agua mejoran las propiedades de la combustión al aumentar la atomización. Se producen microexplosiones como resultado de la formación, crecimiento y explosión de burbujas de vapor dentro de la gota sobrecalentada. Como el combustible líquido puede presentar temperaturas muy elevadas durante la combustión, las gotas de agua pueden encontrarse sobrecalentadas. La gotita de emulsión se ve sacudida por la formación interna de burbujas de agua y su rápida vaporización. Este proceso se denomina atomización secundaria y aumenta el área de evaporación y la mezcla de los elementos de la combustión en el aire. De esta manera, se minimizan las cantidades de partículas y humo que se forman [87, Molero de Blas, 1995].

6.1.4 Instalaciones de combustión de combustible líquido para aplicaciones industriales (generación de calor)

Los generadores de calor se conocen en ocasiones como hornos de proceso o calentadores de combustión directa. Se trata de unidades de transferencia de calor diseñadas para calentar productos de petróleo, sustancias químicas y otros líquidos y gases que fluyen en el interior de tubos. Los líquidos o gases fluyen por una matriz de tubos ubicados en el interior de un horno o calentador. Los tubos se calientan mediante la aplicación directa de quemadores que utilizan combustibles específicos normalizados tales como HFO, LFO y gas natural, o los subproductos derivados de procesos en la central, aunque éstos pueden variar enormemente en su composición. Los hornos verticales pueden ser alimentados por combustible líquido con un número reducido de quemadores por aire forzado. Este sistema de combustión permite un buen control del aire, reduce el exceso de aire, mejora la eficiencia energética y disminuye las emisiones de contaminantes. La combustión de aire puede ser precalentada de tal forma que disminuya el consumo de energía.

El empleo de tubos para contener la carga resulta algo único si se compara con otros tipos de aplicaciones de combustión industrial. Se ha comprobado que el calentamiento de fluidos en tubos presenta numerosas ventajas frente a calentarlos en el seno de un horno. Entre las ventajas se incluyen una mejor aptitud para el funcionamiento continuo, una mayor capacidad de control, unas relaciones térmicas superiores, más flexibilidad, un riesgo de incendio reducido y el empleo de equipo más compacto.

El objetivo del calentamiento es aumentar la temperatura del fluido que se procesará posteriormente o para acelerar las reacciones químicas que se producen en los tubos. Los modos principales de transferencia de calor en los generadores de calor son radiación y convección a partir de la energía generada al quemar el combustible en los quemadores. Puede haber de 1 a 100 quemadores en un generador de calor típico, dependiendo de los requisitos del proceso y del diseño. Los quemadores pueden encontrarse situados en el suelo o sobre la pared en varios niveles, produciendo una combustión vertical ascendente, o en la pared, produciendo una combustión radial hacia el centro del calentador [180, Baukal y Schwarz, 2001].

6.1.5 Combustión en lecho fluidizado

En las calderas de lecho fluidizado (CLF), se queman en ocasiones combustibles líquidos (por ejemplo, HFO de alto contenido en azufre o residuos) para suplir otros combustibles fósiles tales como el carbón. La eliminación de azufre se produce en el lecho fluidizado, que tiene que ser alimentado con caliza. Debido a la pequeñísima cantidad de cenizas producidas por la combustión de combustible líquido, el consumo de caliza puede ser importante. Otro efecto es la menor emi-

sión de NO_x en conexión con una menor temperatura de combustión en el lecho fluidizado.

6.1.6 Motores (diésel) de ignición por compresión

En las décadas de los sesenta y setenta, las centrales eléctricas accionadas por motor se utilizaron mayoritariamente para ejecutar aplicaciones a corto plazo tales como producción de emergencia y en horas punta y producción de energía a menor escala, pero, en la actualidad, los motores alternativos se utilizan ampliamente, en especial para las aplicaciones de generación de energía de ejecución continua. En la actualidad, son muy frecuentes en todo el mundo las grandes centrales eléctricas accionadas por motor de carga base con una producción de hasta 200 MW_e y las centrales de producción simultánea de calor y electricidad (cogeneración) de menor tamaño y descentralizadas. Una de las razones que explican esta tendencia es el desarrollo en décadas recientes de los motores de velocidades medias y bajas de alto rendimiento adecuados para operaciones con carga base. En la actualidad, se encuentran disponibles en el mercado unidades de motores diésel de velocidad media con una potencia térmica del combustible de entrada de hasta 50 MW_{th} o superior y motores diésel de gas (de «alta presión» y «baja presión», doble combustible) con una potencia térmica del combustible de entrada de hasta 40 MW_{th} . Las unidades de motor diésel de baja velocidad tienen una potencia térmica del combustible de entrada de 130 MW_{th} o superior y las unidades de motor diésel de gas tienen una potencia térmica del combustible de entrada de hasta 85 MW_{th} .

Sin embargo, en Europa, son pocas las centrales que existen en sistemas interconectados para la generación de energía mediante combustibles líquidos. Las aplicaciones están limitadas a sistemas más aislados (por ejemplo, en funcionamiento en islas) donde no existe otra posibilidad de suministro de combustible.

Las ventajas del motor alternativo para este tipo de aplicación son muchas, por ejemplo, una elevada eficiencia térmica (bajo consumo de combustible), una configuración óptima para satisfacer las diferentes demandas de carga, tiempo de construcción corto, fácil mantenimiento y un diseño robusto.

Otras ventajas atractivas de las centrales eléctricas accionadas por motor, especialmente desde un punto de vista ambiental, son que estas centrales eléctricas se pueden situar en áreas urbanas o en áreas industriales cerca de los consumidores del calor y de la electricidad. En estos casos se necesita un menor número de líneas de transmisión y se pueden minimizar las pérdidas de energía y la demanda terrestre asociadas. Las centrales de cogeneración accionadas por motor resultan muy adecuadas, por ejemplo, para aplicaciones industriales, empresas de servicios locales, edificios comerciales y residenciales, etc. El calor se puede

recuperar en forma de vapor, agua caliente, aire caliente, etc. y puede emplearse en la calefacción/refrigeración de distrito, los procesos de desalinización y el precalentamiento de aire para ciertos procesos, etc. La relación óptima de calor/energía para una central de motor alternativo suele estar en uno (en una central térmica de gran calidad) en comparación con un sistema de calor de baja calidad que, normalmente, presenta un coeficiente calor/energía de $3/2$ o superior. En muchos lugares, la cantidad de calor utilizado actúa como un cuello de botella (es decir, la demanda en electricidad siempre está creciendo, pero la demanda de calor permanece estática), por ello, al utilizar una central térmica de gran calidad se puede aplicar con mayor facilidad la operación de cogeneración.

Los motores diésel son flexibles denle cuanto al combustible utilizado y pueden emplear gasóleo, fuelóleo pesado, gas, combustible líquido crudo, biocombustibles e, incluso, en algunos pocos casos, orimulsión. En un motor diésel, el aire entra a la fuerza en el cilindro y el pistón lo comprime. Se inyecta el combustible en el cilindro y la combustión se inicia debido al calor generado durante la compresión del aire. La mezcla ardiente de aire y combustible se expande y empuja el pistón. Finalmente, los productos de la combustión se expulsan del cilindro y el ciclo se completa. La energía liberada en la combustión del combustible se transfiere al volante de inercia del motor a través del movimiento del pistón. Un alternador conectado al volante de inercia rotatorio del motor produce electricidad.

En el funcionamiento con fuelóleo pesado el combustible se limpia previamente y se calienta en el sistema de tratamiento de combustible antes de su inyección en el motor. Los filtros y separadores utilizados en el sistema de tratamiento del combustible eliminan las impurezas y el agua contenida. El fuelóleo pesado se precalienta para adquirir la viscosidad necesaria, para obtener una buena atomización del combustible en la tobera. La presión del combustible líquido se incrementa hasta alcanzar los 1.100 – 1.800 bar (dependiendo del tipo de motor) para lograr una distribución de gotas suficientemente pequeñas para que se produzca una combustión rápida y completa. Cuando se utiliza combustible ligero no es necesario normalmente efectuar un precalentamiento o una separación del combustible. El diseño de la tobera para la entrada del combustible es uno de los factores clave para el proceso de combustión.

La combustión se realiza parcialmente a volumen constante con un aumento de la presión, mientras que el proceso principal de la combustión se produce a presión constante. La combustión no es continua sino que se produce únicamente durante una parte del ciclo. La presión y la temperatura de fin de compresión son parámetros importantes para garantizar una buena combustión. La presión máxima debe estar limitada para impedir daños. Los materiales del motor pueden alcanzar temperaturas cercanas a los 1.200 °C, lo que permite una temperatura máxima del ciclo de 2.500 °C. De esta forma, el rendimiento de este tipo de motor está comprendido entre el 40% y el 50%.

El motor de doble combustible

El motor de doble combustible es un nuevo tipo de motor de reciente aparición en el mercado que ha sido desarrollado para países que disponen de gas natural. Este tipo de motor permite el empleo de diferentes combustibles, puede funcionar con gas natural a baja presión o con combustibles líquidos tales como gasóleo (combustible de reserva, etc.), petróleos pesados, etc. y puede funcionar a plena carga con ambos tipos de combustible. Al emplear gas, el motor funciona de acuerdo con el principio de combustión pobre, es decir, existe casi el doble de aire en el cilindro en comparación con el mínimo necesario para que se produzca una combustión completa del gas. Esta proporción permite una combustión controlada y una elevada potencia del cilindro sin que se produzca un riesgo inmediato de detonación o de autoignición. En los motores de gas, la compresión de la mezcla aire/gas con el pistón no calienta lo suficiente el gas como para comenzar el proceso de combustión y, por lo tanto, hay que aportar algo de energía adicional, proceso que se realiza inyectando un pequeño chorro de combustible piloto (por ejemplo, gasóleo). Como los combustibles líquidos, tales como el gasóleo, tienen una temperatura de autoignición inferior a la del gas, el calor que existe en el cilindro cerca de la parte superior es suficiente para inflamar al combustible líquido que, a su vez, crea el suficiente calor para provocar la combustión de la mezcla aire/gas. La cantidad de combustible piloto es, normalmente, inferior a uno o dos por ciento del consumo total de combustible a plena carga. Este motor funciona de acuerdo con el ciclo diésel cuando se utiliza combustible líquido y según el ciclo Otto cuando se utiliza gas. La mezcla ardiente de combustible y aire se expande y empuja el pistón. Finalmente, los productos de la combustión se expulsan del cilindro y el ciclo se completa. La energía liberada en la combustión del combustible se transfiere al volante de inercia del motor a través del movimiento del pistón. Un alternador conectado al volante de inercia rotatorio del motor produce electricidad [88, Euromot, 2001].

6.1.7 Turbinas de gas accionadas por combustible líquido

Las turbinas de gas alimentadas con combustibles líquidos (y no como combustible de reserva) se utilizan muy poco en Europa. Este hecho se debe a los elevados costes de este tipo de combustibles, principalmente combustible líquido ligero destilado, y a la tensión que los combustibles líquidos imponen sobre los álabes de las turbinas de gas y en el resto de los sistemas en comparación con el gas natural. Por lo tanto, las aplicaciones son muy escasas y sólo se dan en aquellos casos en los que no existe un suministro de gas natural. En la actualidad se utilizan dos tipos de turbinas de gas alimentadas mediante combustible líquido: las turbinas de gas industriales y las turbinas de gas derivadas de los motores de aviación, también denominadas aeroderivadas.

Con ayuda de un compresor axial, el aire comprimido se introduce en la cámara de combustión, donde se encuentran ubicados los inyectores de combustible. Du-

rante la reacción de combustión, la temperatura del gas aumenta y, a una temperatura comprendida entre 1.000 y 1.350 °C, se introduce en la turbina. Estos gases calientes se expanden en la turbina que, de manera simultánea, acciona el compresor de aire y el alternador que, a su vez, es el que genera la electricidad. En la configuración de «ciclo abierto», los gases de la combustión se liberan directamente a la atmósfera a una temperatura superior a los 450 °C. La eficiencia térmica se encuentra comprendida entre el 30% y el 40%.

Las turbinas de gas (TG) pueden funcionar con una amplia gama de combustibles líquidos, tales como la nafta de combustible residual. Las turbinas de gas, en general, y los aeroderivados en particular funcionan con fuelóleo destilado ligero o con queroseno. Para los diseños de turbinas más recientes, que registran temperaturas elevadas en el interior de las turbinas, las especificaciones de los fabricantes para los suministros de combustible son muy estrictas. Estipulan las propiedades físicas y químicas que son necesarias con el fin de cumplir tanto las demandas del equipo como la normativa ambiental, en particular en lo que respecta a la contaminación por metales (sodio, potasio, plomo, vanadio, calcio), azufre y cenizas.

6.1.8 Cogeneración

La cogeneración utiliza un único proceso para generar tanto electricidad como calor. La cogeneración, es decir, la «generación combinada de calor y energía» es una tecnología probada y se aplica principalmente en instalaciones industriales donde se necesitan tanto la electricidad como el calor (agua caliente o vapor). Además de un ahorro en los costes, la cogeneración también posee beneficios ambientales, ya que emplea de manera más eficaz los combustibles fósiles. Todo ello se traduce en una disminución de las emisiones con respecto a la generación separada de electricidad y calor y en un rendimiento optimizado exergético y del uso del combustible.

Las turbinas de vapor impulsadas por calderas alimentadas con combustibles fósiles se han utilizado en los sistemas de cogeneración industrial desde hace muchos años. El vapor a alta presión que se obtiene en una caldera convencional se expande dentro de una turbina para generar energía mecánica, la cual se emplea posteriormente para accionar un generador eléctrico. La energía generada dependerá de hasta qué punto se puede reducir la presión del vapor a través de la turbina a la vez que sigue cubriendo las necesidades caloríficas del lugar.

Los motores fijos también resultan adecuados y su uso es muy frecuente en la cogeneración, es decir, para la producción de agua caliente, generación de vapor (en ocasiones con una turbina de vapor adicional para mejorar el rendimiento eléctrico), desalinización del agua de mar, sistemas de refrigeración de distrito y para calentar el aire. El rendimiento total de combustible de este tipo de instalación resulta muy elevado, hasta el 90% en ciertas aplicaciones. Las relaciones calor–

energía para las aplicaciones de cogeneración con motor suelen ser, normalmente, de 0,5 a 1,3. Por ejemplo, las emisiones específicas de CO_2 para las centrales de cogeneración son de 370 g/kWh (electricidad producida + calor recuperable) cuando utilizan fuelóleo pesado con un rendimiento total de la central de , aproximadamente, el 80% [88, Euromot, 2001].

Las turbinas de gas también se pueden emplear en centrales de cogeneración especializadas, como las indicadas anteriormente. Los complejos industriales pueden producir electricidad *in situ* cuando existen elevadas relaciones calor–electricidad, es decir, comprendidas en el rango de 1,5 a 3.

6.1.9 Combustión de ciclo combinado

La idea de los ciclos combinados se ha desarrollado al abrigo de la necesidad de mejorar el rendimiento del sencillo ciclo de Joule utilizando el calor sobrante producido por los gases de salida de la turbina. Se trata de una solución natural, puesto que la turbina de gas es una máquina que presenta una temperatura relativamente elevada y la turbina de vapor es una máquina con una temperatura relativamente baja.

Los sistemas de combustión de ciclo combinado se pueden emplear con combustibles líquidos en la misma forma en que se utilizan con otros combustibles. Los combustibles ligeros o pesados se utilizan en ocasiones para combustiones adicionales en calderas de recuperación del calor o como un combustibles complementarios en centrales alimentadas con gas natural, donde también se pueden utilizar como combustible de reserva.

6.1.10 Control de emisiones al aire

Cuando se emplea fuelóleo pesado, las emisiones contaminantes de NO_x y SO_x , surgen del azufre y, en cierta medida, del nitrógeno contenido en el combustible. Las partículas provienen principalmente del contenido en ceniza y marginalmente de las fracciones más pesadas del combustible [146, UFIP, 2001]. La presencia de partículas se puede traducir en costes económicos para los operadores derivados de las pérdidas debidas a la presencia de combustible no quemado y de su depósito en las instalaciones de combustión, efectos que aparecen cuando el equipo no se mantiene correctamente.

6.1.10.1 CONTROL DE EMISIONES AL AIRE DE LAS CALDERAS ALIMENTADAS POR COMBUSTIBLE LÍQUIDO

6.1.10.1.1 *Disminución de emisiones de partículas*

Las emisiones de partículas derivadas de la combustión de petróleo pesado pueden contener dos fracciones importantes [87, Molero de Blas, 1995]:

1. Material que surge del contenido orgánico del combustible y de una combustión incompleta:

- hidrocarburos no quemados (humo);
- partículas formadas por la combustión de la fase gaseosa o pirólisis (hollín);
- cenosferas producidas por el fraccionamiento del combustible o del carbón junto con ceniza (coque).

2. Cenizas derivadas del contenido inorgánico del combustible:

El humo puede provenir de las fracciones no quemadas del combustible de hidrocarburo emitido en forma de un spray fino. Tales fracciones de hidrocarburo son los restos de las reacciones congeladas por temple térmico. Las emisiones de hidrocarburos no quemados son superiores a relaciones de equivalencia elevadas (condiciones de mezcla rica). Su principal efecto ambiental son sus reacciones en la atmósfera con NO_x y con luz solar que forman neblina fotoquímica.

El hollín se forma en las reacciones de la fase gaseosa de materia orgánica vaporizada en un proceso complejo que implica la pirólisis del combustible, reacciones de polimerización, nucleación, crecimiento de partículas y combustión completa. Las gotitas de combustible quemadas en llamas envolventes están sometidas a temperaturas muy elevadas, lo que produce la evaporación del combustible y la descomposición térmica de las grandes estructuras moleculares, lo cual da lugar a especies con relaciones C/H superiores a las del combustible inicial. El hollín se forma con mayor probabilidad en condiciones de mezclas ricas en combustible y, normalmente, se acaba por quemar completamente cuando se mezcla con aire a temperaturas muy elevadas en zonas altamente oxidantes, por ejemplo, cuando se inyecta un chorro secundario de aire en la cámara de combustión de una turbina de gas.

Las partículas de coque se forman en procesos de fase líquida y contienen todo el carbono sin hollín y también parte de la ceniza. Tales partículas son prácticamente esféricas, huecas y porosas y tienen un tamaño que varía entre 1 y 100 μm .

La corrosión y la contaminación por cenizas son los principales problemas producidos cuando se quema petróleo pesado. Los elementos más dañinos son el vanadio y el sodio, que forman pentóxido de vanadio (V_2O_5) y sulfato de sodio

(Na_2SO_4), respectivamente. Los depósitos de ceniza ponen en peligro la transferencia de calor a las superficies metálicas y provocan la corrosión de los equipos de combustión, lo que disminuye el tiempo de vida útil del equipo. Los valores proporcionados en la literatura especializada [87, Molero de Blas, 1995] muestran que un simple depósito de 0,32 cm de espesor puede provocar un 10% de disminución en la potencia de la turbina.

Las partículas sólidas provocan corrosión, erosión y abrasión y todos estos fenómenos reducen el tiempo de vida de los equipos. Las partículas de carbono también pueden aumentar el poder de radiación de la llama y provocar daños en los materiales de la cámara de combustión. Además, existe una pérdida económica asociada al hecho de emitir material no quemado al aire, lo que puede suponer una disminución en el rendimiento de combustible [87, Molero de Blas, 1995].

Debido a los efectos mencionados anteriormente, conseguir las condiciones óptimas de combustión resulta de gran importancia para poder minimizar la producción de partículas y cenizas. El combustible viscoso se debe precalentar antes de su atomización. Los aditivos se combinan con los constituyentes del combustible y con los productos de la combustión para formar productos sólidos e inocuos que pasan sin provocar daños por el equipo de combustión y que se emplean para alcanzar las condiciones óptimas de combustión. El empleo de aditivos puede reducir en gran medida la cantidad de carbono no quemado a un valor incluso inferior al 5% en peso en las cenizas recogidas. Con relación al contenido del carbono no quemado en las cenizas, el objetivo es lograr la mejor combustión posible con el fin de alcanzar un rendimiento óptimo o la mejor utilización posible del combustible. Sin embargo, de acuerdo con la técnica y las características del combustible, se puede producir un aumento del contenido en carbono no quemado en las cenizas cuando se queman combustibles pesados. Las cenizas que presentan un elevado contenido en carbono son negras, mientras que aquellas que tienen un bajo contenido en carbono suelen ser amarillas o grises.

En calderas viejas alimentadas con combustible líquido, se han instalado quemadores con atomización mecánica. El diseño optimizado de los quemadores con atomización de vapor mejora la eficiencia de la combustión de los HFO y se traduce en una menor emisión de partículas. Se pueden alcanzar concentraciones de emisiones de partículas en el gas sin refinar (antes de eliminar el polvo) inferiores a 100 mg/Nm^3 , aunque este hecho depende en gran medida del contenido en ceniza del HFO.

Las emisiones de partículas se reducen normalmente utilizando un PE. En general, las partículas se recogen en un PE en forma seca y, posteriormente, pueden ser vertidas de forma controlada en vertederos. La ceniza resultante de la combustión del fuelóleo puede tener un elevado porcentaje de carbono y, en este caso, se puede volver a quemar. Sin embargo, con buenas condiciones de combustión del combustible líquido se obtienen cenizas de bajo contenido en carbono (inferior

al 20%) y se deben depositar vertederos controlados. Las cenizas volantes provenientes de instalaciones de combustión de combustible líquido se consideran un residuo peligroso.

En calderas viejas alimentadas con combustible líquido, se han instalado quemadores con atomización mecánica. El diseño optimizado de los quemadores con atomización de vapor mejora la eficiencia de la combustión de los HFO y se traduce en una menor emisión de partículas. Se pueden alcanzar concentraciones de emisiones de partículas en el gas sin refinar (antes de eliminar el polvo) inferiores a 100 mg/Nm^3 , aunque este hecho depende en gran medida del contenido en ceniza del HFO. La cantidad de PM se puede reducir aún más aplicando un dispositivo secundario de eliminación de materias sólidas tal como un PE.

6.1.10.1.2 *Disminución de las emisiones de SO_2*

En general, los combustibles derivados de los hidrocarburos suelen contener azufre, normalmente con un porcentaje máximo del 3% en peso y, mayoritariamente, en forma orgánica, aunque también se presenta en compuestos inorgánicos. Los fuelóleos pesados suelen contener mayores cantidades de S que otros productos derivados del petróleo, puesto que tiende a concentrarse en los residuos, junto con los asfaltenos, durante el proceso de refinado.

A elevadas temperaturas y concentraciones de oxígeno, características típicas de la combustión, el azufre se combina con carbono, hidrógeno y oxígeno para formar SO_2 , SO_3 , SO, CS, CH, COS, H_2S , S y S_2 . En tales circunstancias, casi todo el azufre se encuentra en el estado de oxidación «+4», por lo que el SO_2 es el compuesto de azufre predominante de la combustión. Incluso con un 20% de deficiencia en aire, el 90% del azufre se encuentra en la forma de SO_2 y sólo un 0,1% está como SO_3 ; mientras que el resto del azufre se oxida en forma de SO.

Con concentraciones inferiores de oxígeno (un 40% de deficiencia), los compuestos H_2S , S_2 y HS también se encuentran presentes en proporciones significativas, mientras que la presencia de SO_3 es despreciable. Durante la combustión, estos compuestos se encuentran en concentraciones superequilibradas. A medida que se enfrían los gases, sus tasas de consumo disminuyen y el equilibrio se puede «congelar» antes de que los productos alcancen la temperatura ambiente [87, Molero de Blas, 1995].

Con llamas ricas en oxígeno o con proporciones estequiométricas, condiciones que suelen ser muy frecuentes durante el funcionamiento de las calderas, se formará SO_2 y una pequeña cantidad de SO_3 . La proporción de SO_3 tiene que ser la menor posible para minimizar la formación de H_2SO_4 . El ácido sulfúrico es el responsable de la corrosión en las secciones más frías de la caldera.

Utilizar combustibles líquidos con un bajo contenido en azufre es una técnica que contribuye de manera eficaz en la reducción de las emisiones de SO_2 . Una disminución del 0,5% en el contenido de azufre en el combustible líquido provoca una disminución en los valores de emisión de cerca de 800 mg/Nm^3 con un 3% de oxígeno en los gases residuales.

La cocombustión, es decir, la combustión simultánea de líquido y gas o de combustible líquido y biomasa, también puede ser una técnica que realice importantes contribuciones en la reducción de emisiones del SO_2 con un importante efecto sobre la contaminación del aire local. La cocombustión puede tener lugar en el mismo quemador o en diferentes quemadores ubicados en la misma cámara de combustión.

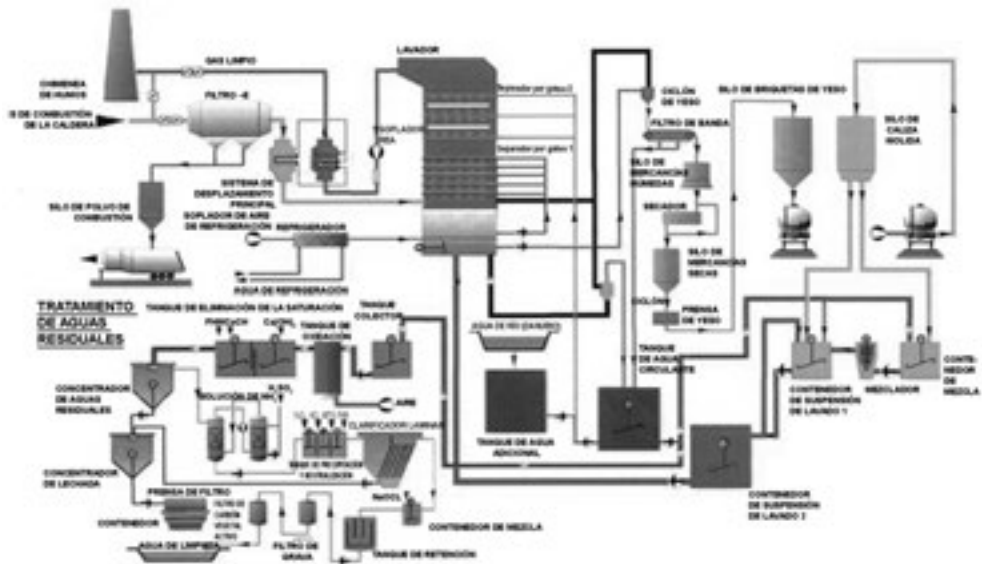
Para reducir las emisiones de SO_2 provenientes de las calderas alimentadas por combustible líquido, especialmente de aquellas que queman HFO, algunas centrales aplican lavadores húmedos. La Figura 6.2 muestra un lavador húmedo aplicado a una caldera austriaca alimentada con HFO. La depuración húmeda con yeso como producto final es el mejor proceso para la desulfuración. Sin embargo, debido a las restricciones económicas y de funcionamiento, puede que no sea aplicable en calderas de tamaño pequeño y medio. Para las calderas de este tamaño, la desulfuración de los gases residuales se puede llevar a cabo utilizando procesos de secado con cal o caliza, procesos de semisecado con cal, procesos de carbón activo o procesos de carbonato de sodio y sosa.

Se pueden mejorar los resultados de la desulfuración seca manejando un «paso abierto» en el interior de la caldera que aumenta el tiempo de contacto a temperatura constante entre el sorbente y los gases residuales. La elección de uno de los procesos mencionados anteriormente dependerá del nivel requerido de desulfuración y de las condiciones de ámbito local, principalmente, la utilización, el entierro o depósito en vertederos de los subproductos y residuos provenientes de la desulfuración.

6.1.10.1.3 *Disminución de las emisiones de NO_x*

Con combustibles convencionales, la tasa de formación de NO_x depende en gran medida de la temperatura del gas y de la cantidad de nitrógeno presente en el combustible. Ambos factores caracterizan los mecanismos más importantes para la formación de NO_x . La producción de NO_x térmico se puede controlar mediante una reducción de la temperatura máxima de la llama (por ejemplo, limitando la carga de la cámara de combustión). La concentración de NO_x a la salida de las calderas alimentadas con combustible líquido indica que la concentración de NO_x disminuye al aumentar la proporción de aire. El tamaño de la caldera también desempeña un papel importante en la concentración de NO_x en los gases de combustión. Factores tales como el método de combustión tienen una menor influencia.

Figura 6.2: Proceso de DGC húmeda aplicado a una caldera alimentada mediante HFO [43, Wienstrom, 2001]



Para el caso de las calderas alimentadas por combustible líquido el exceso habitual de aire se encuentra en el rango del 2% – 4% de O_2 (en gases de combustión). Un menor exceso de aire de combustión viene caracterizado por el 1% – 2% de O_2 . Es poco frecuente que esta técnica se utilice sola, ya que se suele emplear combinada con los «quemadores de bajas emisiones de NO_x » o con la técnica de «aire de sobrefuego».

La técnica de recirculación de los gases de combustión se suele utilizar con mayor frecuencia en las calderas alimentadas con gas o con combustible líquido que en aquellas alimentadas con carbón. Esta técnica se utiliza con frecuencia en combinación con los quemadores de bajas emisiones de NO_x o con la técnica de aire de sobrefuego, y juntas pueden alcanzar una reducción del 60% – 75% en relación con el nivel de referencia original de emisiones NO_x .

Entre todas las técnicas de **estratificación de aire**, las utilizadas con mayor frecuencia en las calderas alimentadas por combustible líquido son los «quemadores fuera de servicio» (BOOS) y los «aire de sobrefuego» (OFA). Gracias a los modernos diseños para aplicar la técnica del aire de sobrefuego (diseño optimizado de la tobera, flujos de aire independientes y arremolinados), la reducción de NO_x puede llegar al 60% en unidades de combustión tangencial.

Los quemadores de recirculación de los gases de combustión se utilizan en las calderas alimentadas por combustible líquido, combinados con los distintos tipos de quemadores de bajas emisiones de NO_x [146, UFIP, 2001] y logran una

reducción en la emisión de NO_x de hasta el 20%. El punto clave para diseñar un LNB eficiente que emplee combustible líquido es garantizar una buena atomización del combustible líquido junto con un diseño óptimo en la aerodinámica del quemador, de tal forma que no aumente el nivel de carbono en ceniza al disminuir los niveles de NO_x . Los diseños modernos de LNB con un adecuado sistema de atomización por combustible líquido pueden alcanzar un 50% de reducción de NO_x . Para las centrales alimentadas por combustible líquido, en general, los límites de la reducción de las emisiones de NO_x que se logran con los quemadores de bajas emisiones de NO_x se encuentran en el rango de $370 - 400 \text{ mg/Nm}^3$ (con un 3% de O_2).

En las calderas alimentadas por combustible líquido, se puede utilizar el método de la **recombustión** [146, UFIP, 2001] utilizando gas o combustible líquido como combustible de recombustión. El gas se utiliza con mayor frecuencia que el combustible líquido. La recombustión resulta interesante para las nuevas centrales eléctricas, pero se encuentra menos adaptada a las unidades existentes. En los últimos años, son muchas las calderas alimentadas por combustible líquido ya existentes que han sido equipadas con sistemas de recombustión de gas/combustible líquido (por ejemplo, Italia cuenta con varias unidades de entre 35 y 660 MW_e). Resulta importante destacar que estas unidades han sido equipadas, de forma simultánea, con sistemas OFA y de recirculación de los gases de combustión y, algunas de ellas, utilizan también la técnica de quemadores de bajas emisiones de NO_x . La cuota del combustible de recombustión representa entre el 10% y el 20% del total de la potencia térmica instalada. La reducción conseguida en las emisiones de NO_x representa entre el 50% y el 80% del nivel de referencia de emisiones de NO_x para la recombustión de combustible líquido y del 65% – 80% para la recombustión del gas.

También se han aplicado medidas secundarias tales como sistemas RNCS y RCS en varias número centrales de combustión alimentadas por combustible líquido. En Europa, los sistemas de RCS se utilizan especialmente en Austria, Alemania, Italia y los Países Bajos, mientras que fuera de Europa se utilizan sobre todo en Japón. La tecnología de la RCS ha demostrado ser de gran utilidad en las centrales eléctricas alimentadas por combustible líquido.

Los procesos de RNCS se pueden aplicar a las calderas alimentadas por combustible líquido de cualquier tamaño. Los procesos de RNCS utilizan NH_3 líquido, NH_3 gaseoso, urea líquida y urea sólida como agentes reductores. Uno de estos agentes reductores se inyecta en la cámara de la caldera en zonas donde la temperatura alcanza los $900 \text{ }^\circ\text{C}$. El proceso de RNCS necesita un buen conocimiento de la distribución de la temperatura en la cámara de combustión y un buen control de la cantidad de los productos inyectados. El control se puede obtener mediante la supervisión de NH_3 o NO_x , la reducción de NO_x puede alcanzar el 60% con un escape de NH_3 inferior a 10 ppm.

6.1.10.2 CONTROL DE EMISIONES AL AIRE DE LOS GENERADORES DE CALOR ALIMENTADOS CON COMBUSTIBLE LÍQUIDO

Debido al amplio rango de combustibles que se pueden utilizar en los generadores de calor, las emisiones, que están formadas principalmente por NO_x , SO_2 y polvo, se descargan al aire. Para reducir las emisiones asociadas con los generadores de calor, se utilizan las siguientes estrategias de disminución [180, Baukal y Schwarz, 2001]:

- **modificación de la combustión (medidas primarias):** son muchos los métodos que están siendo utilizados para modificar el proceso de combustión. Un método muy empleado es el **quemador de bajas emisiones de NO_x** . Como sucede en otras centrales de combustión, se utilizan quemadores de bajas emisiones de NO_x , tales como los quemadores de premezclas, aire estratificado y quemadores de combustible por etapas, para reducir la generación de emisiones de NO_x . Otras maneras pueden ser la disminución del exceso del aire, estratificación y recirculación del gas combustible, inyección de agua o vapor y recombustión (por ejemplo, recombustión de metano). Las emisiones de NO_x también se pueden reducir minimizando la infiltración de aire en el calentador. La infiltración de aire, denominada en ocasiones como «aire vagabundo», en un calentador afecta al exceso de aire y puede aumentar las emisiones de NO_x . El beneficio adicional asociado con la reducción del exceso de aire es el aumento de la eficiencia térmica; provocado porque el exceso de aire absorbe el calor que se transporta posteriormente fuera de la chimenea en lugar de utilizarse para los propósitos que estaban previstos.
- **cocombustión de combustible líquido y gas:** la cocombustión de combustible líquido y gas se utiliza en los generadores de calor por diversos motivos:
 - disminución de las emisiones de SO_2
 - modificación del patrón de llama con el objetivo de optimizar la transferencia de calor a los tubos;
 - utilización del gas del combustible que no se puede sacar fuera de las plantas químicas o de las refinerías.
- **tratamiento posterior (medidas secundarias):** las medidas secundarias más frecuentes son la reducción catalítica selectiva (**RCS**) y la reducción no catalítica selectiva (**RNCS**), y los dispositivos de eliminación de polvo, tales como los PE cuando se queman HFO. Cuando se emplee HFO, se puede aplicar la DGC húmeda y seca con el fin de reducir las emisiones de SO_2 . Una de las ventajas de las medidas secundarias es que se pueden tratar de manera simultánea varios flujos de salida, lo cual reduce los costes.

6.1.10.3 CONTROL DE EMISIONES AL AIRE DE MOTORES ALIMENTADOS CON COMBUSTIBLES LÍQUIDOS (DIÉSEL)

Entre los principales contaminantes emitidos en el gas de escape de un motor diésel que utiliza fuelóleo pesado como combustible (motores de ignición por compresión) se incluyen los óxidos de nitrógeno (NO_x), partículas (PM) y óxidos de azufre (SO_x). Gracias al alto rendimiento que resulta de la elevada temperatura de combustión, las emisiones de monóxido de carbono y de hidrocarburos no quemados suelen ser bajas. Los motores de doble combustible en modo gas presentan emisiones bajas de óxidos de nitrógeno (NO_x) y emiten algunos hidrocarburos (HC) y monóxido de carbono (CO).

6.1.10.3.1 *Disminución de las emisiones de partículas*

Cuando se quema fuelóleo pesado, las partículas están formadas principalmente por cenizas provenientes del fuelóleo y, en menor medida, hollín, hidrocarburos y sulfatos. Cuando se quema combustible ligero, las partículas constan principalmente de hollín e HC. En la actualidad, se están desarrollando equipos de limpieza secundaria para partículas para motores diésel de mayor tamaño. Debido a las diferentes temperaturas y contenido en oxígeno de los gases de la combustión de los motores diésel, las propiedades eléctricas de las partículas diésel (por ejemplo, resistividad, etc.) son distintas al compararlas con las partículas derivadas de las calderas basadas en gases de combustión y habrá que efectuar unas pruebas adecuadas en el PE antes de su lanzamiento comercial. En las calderas de las grandes instalaciones de combustión, se queman combustibles líquidos altamente viscosos y con elevados contenidos en azufre. En estas grandes instalaciones de combustión se puede aplicar la técnica de PE húmedo, en combinación con la depuración húmeda de SO_2 , como tratamiento previo para la eliminación de partículas.

Los filtros de tela (filtro de mangas) necesitan una capa de protección en la superficie con el fin de alcanzar una tasa de reducción de partículas lo suficientemente elevada. Cuando se quema combustible líquido, esta capa es delgada y el rendimiento del filtro no suele ser elevado.

6.1.10.3.2 *Disminución de las emisiones de SO_2*

Las emisiones de óxido de azufre están relacionadas con el combustible (son proporcionales al porcentaje de azufre presente en el combustible). El método primario para reducir las emisiones de SO_x es utilizar un combustible que tenga un bajo contenido en azufre, siempre que se encuentre disponible en el mercado.

En la actualidad son pocas las instalaciones de DESOX que existen en conexión con motores diésel y la mayoría de ellas son centrales de tamaño medio o pequeño con una experiencia de funcionamiento muy breve. También hay que destacar que los gases de combustión de los motores diésel son distintos de los gases de

combustión de las calderas; tienen, por ejemplo, un elevado contenido en oxígeno que puede influir en las reacciones que se producen en el DESOX. La inversión necesaria para una central DESOX varía mucho en función del método elegido. El coste de funcionamiento depende principalmente de la cantidad y del tipo de reactivo, los consumos eléctrico y de agua, el mantenimiento y el coste de eliminación de los residuos. El sistema DESOX necesita un adecuado mantenimiento para que funcione de manera óptima. Además, resulta bastante voluminoso y como consecuencia se necesita espacio adicional en la central eléctrica. También hay que destacar que debido al flujo altamente específico de los gases de combustión de los motores diésel (el λ suele ser normalmente de 2,7) el tamaño del DESOX será relativamente grande.

La mayoría de los ejemplos de sistemas DESOX utilizados en centrales eléctricas diésel son depuradores húmedos que utilizan una solución acuosa de NaOH (alrededor de un 50% del peso) como reactivo. Los gases de combustión se lavan con la solución acuosa del reactivo y se elimina el SO_2 . Los principales componentes del sistema son el tanque de almacenamiento de reactivo y el sistema de transporte, un depurador con bombas de recirculación y un tanque de oxidación.

Algunas de las ventajas asociadas a la utilización de un depurador húmedo que utiliza una solución acuosa de NaOH como reactivo son:

- simplicidad;
- fiabilidad (no existe riesgo de obstrucción);
- buen rendimiento en la eliminación de SO_2 ;
- una inversión inferior si se compara este sistema con otros métodos DESOX; no se tienen en cuenta los costes asociados con los tratamientos de productos finales ni el recalentamiento (dependerá de la legislación aplicable).

Algunos de sus inconvenientes son:

- el reactivo es caro;
- reducción moderada de las partículas de los gases de combustión;
- baja temperatura de los gases de escape (lo cual resulta perjudicial para la dispersión de los gases de combustión);
- elevado consumo de agua;
- elevado flujo de vertido de agua («subproducto»).

En centrales eléctricas diésel de mayor tamaño se pueden emplear otros métodos DESOX más competitivos que el NaOH-DESOX (se pueden conectar diferentes unidades de motor a la misma unidad DESOX y, como consecuencia, disminuirá el coste relativo de la inversión), debido a los menores costes de funcionamiento (reactivos más baratos, etc.). Todos los métodos DESOX necesitan una gran cantidad de agua y producen una gran cantidad de productos finales, que deberán ser eliminados de una forma respetuosa con el medio ambiente. Las opciones de

eliminación para los subproductos dependerán de las normas nacionales y locales y de la infraestructura existente. Por lo tanto, estas medidas se decidirán caso por caso.

6.1.10.3.3 *Disminución de las emisiones de NO_x*

Uno de los principales objetivos relacionados con los productos actuales es el desarrollo de tecnologías primarias y secundarias de limpieza de los gases de salida que sean adecuadas desde el punto de vista técnico y que tengan un coste razonable. La aplicación de métodos primarios para reducir las emisiones al aire son generalmente preferibles al hecho de intentar eliminar estas emisiones tras la formación de los gases de salida, siendo estos últimos métodos normalmente muy caros. Durante la última década, las emisiones de NO_x producidas por los motores diésel de gran tamaño alimentados con combustible líquido se han visto reducidas considerablemente gracias a determinadas medidas que son el resultado de un profundo trabajo de I+D sobre el motor; al mismo tiempo consiguen mantener su elevado rendimiento. Entre las medidas citadas se incluyen:

- métodos primarios para motores diésel alimentados con combustible líquido, tal como un motor base optimizado con sistemas para conseguir bajas emisiones de NO_x, con retardos en la inyección del combustible, con adición de agua (inyección de agua directamente en el área de combustión, emulsión de agua en el combustible o humidificación del aire de combustión);
- el motor de doble combustible (en modo gas) utiliza con frecuencia la técnica de «combustión pobre» y, como consecuencia, la emisión de NO_x es baja;
- un método secundario aplicable a los motores diésel, por ejemplo, la RCS.

De acuerdo con los puntos que acabamos de mencionar, las medidas técnicas encaminadas a reducir las emisiones de NO_x se pueden dividir en medidas primarias y en tratamiento de gases de salida.

Sistema de combustión con reducción de emisiones de NO_x: un elemento del sistema de combustión con reducción de emisiones de NO_x es el tiempo muy tardío de inyección del combustible. Mediante este método de retardo de la inyección, se disminuye la temperatura punta de quemado. Inicialmente, el inconveniente asociado con este método era el aumento del consumo específico del combustible, por lo que para restablecer el bajo consumo de combustible, como contramedida se tuvo que aumentar la relación de compresión del motor. Esto provocó unas emisiones menores de NO_x y ningún aumento en el consumo de combustible.

Las inyecciones muy retardadas de combustible en combinación con una relación de compresión muy elevada hacen necesaria una nueva velocidad de inyección de gran sofisticación así como el costoso desarrollo de un nuevo diseño de la forma

de la cámara de combustión. Por lo tanto, un equipo sofisticado de inyección de combustible es un elemento clave para la aplicación de esta técnica. El continuo desarrollo tecnológico de los componentes diésel ha permitido una posterior mejora del ciclo diésel gracias al «concepto de Miller». Algunos componentes de este concepto se han desarrollado más posteriormente, tal como el turbosobrealimentador, las bombas de inyección del combustible, las toberas de inyección del combustible y el árbol de levas.

Gracias a la combustión con baja emisión de NO_x en combinación con el concepto Miller, las emisiones de NO_x se han reducido hasta en un 40% en los motores actuales en comparación con el mismo tipo de motor existente a principios de la década de los noventa, mientras que se mantiene un rendimiento elevado.

Retardar el inicio de la inyección para reducir la presión de combustión es una forma sencilla de reducir las emisiones de NO_x . Se reduce el nivel de la temperatura máxima de combustión y el proceso de combustión pasa progresivamente al proceso de expansión. Para un motor moderno, la reducción de emisiones de NO_x conseguida mediante este método está cercana al 10%.

Velocidad del motor: las emisiones de NO_x dependen de la velocidad del motor. Los motores de baja velocidad, gran diámetro interior y eficiencia elevada desde el punto de vista del consumo de combustible, suelen presentar emisiones elevadas de NO_x en comparación con los motores más pequeños de mayor velocidad. Cuando disminuye la velocidad del motor, las concentraciones de NO_x son más elevadas en la cámara de combustión debido a que aumenta el tiempo disponible para la formación de NO_x .

Recirculación de los gases de salida: la recirculación de los gases de salida (RGS) también puede ser un método útil para reducir las emisiones de NO_x para los motores de gran diámetro interior, pero requiere la resolución de ciertos problemas asociados con el enfriamiento y la limpieza de los gases de salida antes de que recirculen por el motor. Los gases recirculados están formados principalmente de dióxido de carbono, nitrógeno y vapor de agua, y ayudan a reducir la temperatura de la llama de combustión. La limpieza de los gases de salida conduce a la formación de lodos ácidos, sucios y aceitosos que deben ser tratados y eliminados convenientemente. Cualquier traza de ácido sulfúrico que esté presente en el gas limpiado puede atacar a los compresores del turbosobrealimentador y a los refrigeradores de aire. Con una RGS de hasta el 15%, se han conseguido reducciones de los NO_x de hasta un 50%. Sin embargo, deberán tenerse en cuenta los problemas mencionados anteriormente durante la aplicación de un sistema basado en la RGS.

Inyección de una emulsión de combustible/agua: se pueden obtener nuevas reducciones en las emisiones de NO_x añadiendo agua fresca al combustible y emulsionando la mezcla antes de suministrarla al motor. La emulsión combusti-

ble/agua se inyecta a través de la bomba de inyección ya existente. La cantidad de agua inyectada depende de las condiciones de funcionamiento. Una unidad de control programada gestiona el procedimiento de mezcla. Este método proporciona el agua justo en el lugar donde se necesita y optimiza la cantidad de agua inyectada. Esta cantidad se encuentra limitada por la capacidad del dispositivo de inyección del motor. El efecto de gas inerte del agua en la cámara de combustión disminuye la temperatura de combustión, que reduce a su vez la producción de NO_x y también la carga térmica de los componentes en el flujo de gas de salida. El incremento del consumo de combustible asociado ronda aproximadamente el 1% por cada 10% de agua inyectada (en relación con el combustible consumido). La disminución en la emisión de NO_x es casi paralela al aumento del agua inyectada. Es posible disminuir la emisión de NO_x en un 20% – 30%. Esta solución también puede influir en la presencia en los gases de salida de los restantes componentes peligrosos: se ha informado de disminuciones en las emisiones no quemadas como CO y HC cuando se quema gasoil utilizando este método de enfriamiento. La calidad de la emulsión es importante, ya que las burbujas de vapor presentes en el combustible pesado recalentado pueden dañar el sistema de inyección.

Inyección directa de agua: la inyección directa de agua se puede aplicar como un método alternativo al de los combustibles emulsionados. Dependiendo del tipo de motor, se puede lograr una reducción comprendida entre el 40% – 60% de las emisiones de NO_x . La inyección directa de agua sólo se puede aplicar en algunos tipos de motor alimentados con combustible líquido; esta técnica se utiliza únicamente en algunas instalaciones navales. El aumento del consumo de combustible y la cantidad de agua necesaria dependerán de la tasa de reducción de NO_x que se desee lograr. Este método requiere importantes modificaciones en el diseño del motor, debido a la necesidad de disponer de un sistema adicional de inyección de agua y a la supervisión de este sistema. La cantidad de agua que se puede inyectar es independiente de las bombas de inyección de combustible, lo que permite la inyección de grandes cantidades de agua. Se puede producir corrosión en las cabezas de los cilindros y en los pistones, lo cual incrementa las necesidades de mantenimiento.

Inyección de aire húmedo: el sistema de inyección de aire húmedo consta principalmente de una celda de humidificación y de un intercambiador de calor, que puede sustituir al enfriador. En la unidad se introduce aire relativamente caliente y seco; aquí se evapora parcialmente el agua y se reduce la temperatura del aire de barrido. El aire que se introduce en el cilindro está prácticamente saturado de vapor de agua: la cantidad de agua que absorbe el motor está controlada por la temperatura de aire de barrido, que depende principalmente de la temperatura del agua. Con este método, el motor puede llegar a absorber una cantidad de agua que duplica el consumo correspondiente de combustible. Se ha probado el uso de agua de mar en lugar de agua tratada para este tipo de dispositivo sin que se hayan advertido efectos negativos en relación con la fiabilidad de la central. Este

punto resulta especialmente interesante para centrales ubicadas en áreas costeras, ya que se reducen los costes operativos de tales sistemas. De acuerdo con las pruebas de utilización de la inyección de aire húmedo en motores realizadas en Francia, se disminuyen los costes de mantenimiento, las cámaras de combustión están más limpias y disminuye el consumo de aceite lubricante. Se ha informado de una reducción de hasta un 70% en las emisiones de NO_x en motores de velocidad media.

Una reducción elevada de las emisiones de NO_x conduce a una mayor emisión de compuestos no quemados (CO, HC, humo, etc.). Los ensayos han demostrado que en las aplicaciones prácticas se pueden tolerar reducciones en las emisiones de NO_x de hasta un 50% sin que se produzca un aumento inaceptable de las emisiones de compuestos no quemados (CO, etc.). Este efecto también conduce a una disminución beneficiosa de la temperatura, la cantidad depende de la presión del turbocompresor y de la cantidad de vapor de agua que se tiene que añadir al aire de combustión. La masa de aire que circula por el motor se verá ligeramente incrementada por el vapor de agua sin que se necesite ningún trabajo adicional de compresión. Se puede producir corrosión en válvulas, pistones y receptores de aire, lo cual incrementa los costes y los trabajos de mantenimiento. Por lo tanto, es necesario realizar ensayos a largo plazo a fin de estimar los efectos de la corrosión y las posibles opciones de mitigación y reparación de estos efectos.

RCS: hasta la fecha, varios cientos de motores en centrales eléctricas y de cogeneración en Europa, Asia y los EE. UU. están equipados con el sistema de RCS. Funcionan con diferentes tipos de combustible líquido que van desde el diésel o fuelóleo al fuelóleo pesado de baja calidad (180 cSt, 5% S), o combustibles residuales o, incluso, orimulsión. Los sistemas de RCS se pueden equipar con una etapa de oxidación adicional para la reducción del CO y NH_3 , pero este procedimiento no se recomienda cuando se utilizan combustibles líquidos (tales como el HFO) que contengan azufre. Un catalizador de oxidación oxidará parte del SO_2 a SO_3 y, como consecuencia, se formarán partículas adicionales (sulfatos). Los grandes motores diésel emiten pocas emulsiones no quemadas (CO, HC). Cuando la tasa de reducción de NO_x se encuentra comprendida entre 85% – 90%, el sistema de RCS se podrá controlar utilizando un sencillo sistema de control. Si se desea obtener tasas de reducción de NO_x más elevadas, habrá que utilizar premezclas complejas de reactivo, sistemas de inyección más elaborados y un sistema de control más avanzado. Los operadores que trabajan con grandes motores diésel para la generación de energía con frecuencia tienen la tarea añadida de reducir las emisiones de CO, hidrocarburos y de partículas, así como de NO_x . En otras ocasiones, hay que reducir la contaminación acústica mediante el empleo de silenciadores. Los sistemas de RCS, incluyendo los catalizadores de oxidación, presentan la ventaja de ser capaces de enfrentarse a todos los problemas de un sistema. Además de reducir las emisiones de NO_x hasta llegar a valores del 90%, se puede lograr una reducción del 80% – 90% en el CO e hidrocarburos, un 30%

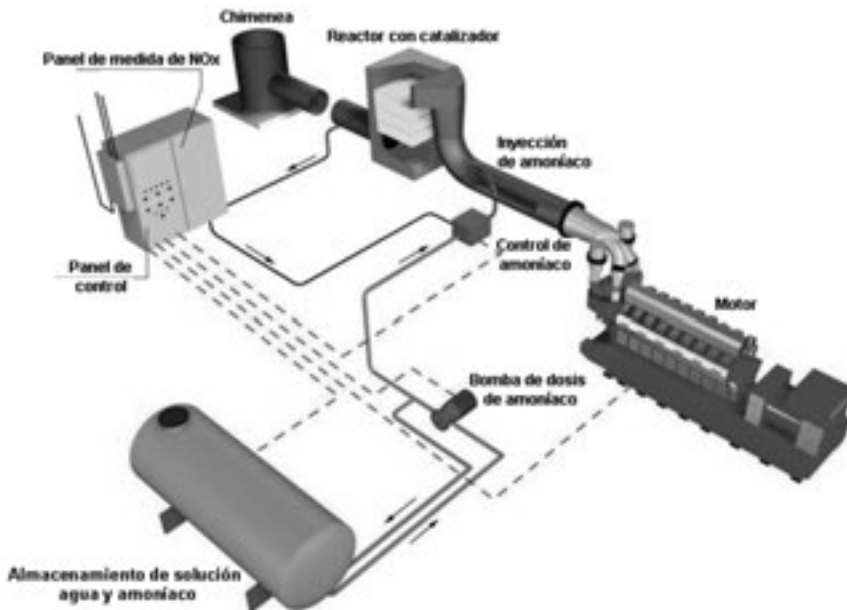
en reducción de partículas y una reducción acústica de 8 – 10 de dB(A) para un motor de potencia media.

En general, los agentes de reducción utilizados en los sistemas de RCS son soluciones acuosas de NH_3 de alrededor del 25% en peso o una solución de agua y urea con una concentración del 40% en peso. En otras instalaciones se utiliza amoníaco puro, (100%) principalmente debido al precio. Para aplicaciones con diferentes cargas, se miden las emisiones del motor a diferentes niveles de carga durante la puesta en marcha. Los valores medidos para las emisiones se introducen en el sistema de control, que garantizará la inyección del agente de reducción en el chorro de los gases de salida en las cantidades adecuadas para diferentes niveles de NO_x . Se deberá ajustar el tipo de catalizador y el tamaño del reactor de RCS a las restricciones de la caída de presión de cada aplicación para que el rendimiento del motor no se vea afectado [167, Rigby et ál., 2001].

Cuando se analice el campo de aplicación de los sistemas de RCS en centrales eléctricas diésel se deberán tener en cuenta los cuatro puntos siguientes:

- en primer lugar, se debe prestar atención a la temperatura de los gases de salida para evitar la formación de sal en los elementos catalizadores. Se debe mantener una determinada temperatura mínima de los gases de combustión, que dependerá del nivel de contenido de azufre del combustible. Determinadas trazas de metales que pueden estar presentes en el combustible podrán actuar

Figura 6.3: Sistema de RCS aplicado a una central de combustión de motor fijo [97, Euromot, 2000]



como «venenos del catalizador» y, por lo tanto, si se piensa utilizar un fuelóleo pesado de baja calidad será preferible analizar el contenido en ceniza del combustible a utilizar antes de instalar el sistema. La mayoría de las centrales diésel industriales de la actualidad, que están equipadas con un sistema de RCS, utilizan combustibles líquidos con bajo contenido en azufre o gas natural. La experiencia ha demostrado que cuando se utiliza fuelóleo pesado u otros combustibles residuales hay que instalar un sistema de soplado de hollín en el reactor de RCS para mantener limpios los distintos elementos y evitar aumentos en la caída de presión sobre el RCS;

- en segundo lugar, se pueden minimizar los riesgos asociados con el transporte y almacenamiento de amoníaco utilizando urea. En algunos lugares, el suministro de reactivo puede encontrarse limitado por la carencia de una infraestructura industrial adecuada;
- en tercer lugar, la tecnología de RCS tiene unos elevados costes de capital y de funcionamiento. En general, por motivos técnicos cada motor tiene que estar equipado con su propia unidad de RCS. Los costes de funcionamiento dependen de la cantidad de reactivo que se necesite y de la frecuencia con la que haya que reemplazar o añadir nuevos catalizadores para mantener la eficiencia de diseño del RCS (tras unos pocos años de funcionamiento). Los catalizadores ya utilizados tienen que eliminarse de forma adecuada;
- finalmente, se recomienda que el sistema de RCS esté sometido a un plan regular de mantenimiento o de inspección, por ejemplo anual, para evitar escapes de amoníaco. Si se producen numerosos escapes de amoníaco pueden aparecer depósitos de sal dañinos en las superficies internas de los componentes situados tras el reactor como, por ejemplo, la caldera.

6.1.10.4 CONTROL DE LAS EMISIONES AL AIRE DE LAS TURBINAS DE GAS ALIMENTADAS CON COMBUSTIBLE LÍQUIDO

6.1.10.4.1 *Disminución de las emisiones de SO₂*

Utilizar combustibles líquidos de bajo contenido en azufre o efectuar una cocombustión de combustible líquido y gas pueden ser técnicas que contribuyan de manera importante a la reducción de las emisiones de SO₂. El contenido en azufre del combustible ligero utilizado en una turbina de gas viene determinado por la Directiva 93/12 (sobre el contenido en azufre de ciertos combustibles líquidos válidos en la UE) y debe ser inferior al 0,05%. Este contenido en azufre tan bajo garantiza unos niveles de emisión insignificantes de SO₂ en las turbinas de gas alimentadas con combustible líquido destilado y ligero.

6.1.10.4.2 *Disminución de las emisiones de NO_x*

La formación de NO_x se puede limitar disminuyendo la temperatura de combustión, lo cual se puede conseguir utilizando la técnica del quemador premezcla, en

la que el combustible se mezcla con el aire de combustión para evitar temperaturas de llama excesivas. Sin embargo, este sistema sólo funciona cuando la unidad está siendo manejada casi a plena carga. Se deberá aplicar otro método de combustión para el funcionamiento a carga parcial, arranque y apagado, con el fin de evitar los retornos de la llama. También se utiliza la inyección de vapor y la inyección de agua para reducir la temperatura de combustión y, como consecuencia, las emisiones de NO_x .

Para aplicar una combustión estratificada en las turbinas de gas a temperaturas inferiores se necesita un modelo de turbinas distinto, ya que son necesarias dos etapas de presión con suministros independientes de combustible.

Procesos de reducción húmeda: se inyecta agua o vapor en la cámara de combustión a fin de reducir la temperatura de combustión, lo cual evita la formación de NO_x térmico. Para las turbinas de gas (TG) que funcionan en el sistema de ciclo abierto, se utiliza agua para la inyección, mientras que para las TG que funcionan en un ciclo combinado o en un sistema de cogeneración, se suele inyectar vapor con mayor frecuencia.

Algunas centrales europeas de ciclo combinado con turbinas de gas, en particular en Austria, Francia, Alemania, Italia y los Países Bajos, han aplicado también sistemas de RCS para reducir las emisiones de NO_x . En los EE. UU. se utiliza con frecuencia la RCS en turbinas de gas, incluyendo aquellas que están alimentadas con combustibles líquidos.

6.1.11 Tratamiento del agua y de las aguas residuales

Las técnicas descritas en el capítulo 3 para el tratamiento de aguas residuales se aplican también, en gran medida, para la purificación de las aguas residuales de las centrales que utilizan combustibles líquidos (calderas, turbinas de gas y motores fijos).

El tratamiento del agua en las grandes instalaciones de combustión alimentadas con combustibles líquidos no presenta requisitos especiales. Se necesita agua desmineralizada para compensar la pérdida de presión del agua debida a los depósitos y a las fugas de vapor o de agua. La calidad del agua debe cumplir los requisitos de los fabricantes de las calderas y, por lo tanto, se requiere el tratamiento del agua. Normalmente, la desmineralización será suficiente para satisfacer estos requisitos.

Para la turbina de gas y el generador de vapor con recuperación de calor se necesita agua desmineralizada para los siguientes propósitos:

- como agua de relleno para el GVRC para compensar las pérdidas de presión del agua en los depósitos. Si se aplica el método de inyección de agua o de

vapor, se tendrán que compensar las pérdidas de agua añadiendo agua de relleno. La calidad tiene que cumplir con los requisitos de los fabricantes y, por lo tanto, normalmente se requiere el tratamiento del agua. Normalmente, es suficiente con la desmineralización del agua para satisfacer estos requisitos;

- inyección de agua para la disminución de NO_x (aproximadamente 1 kg de agua por cada kg de combustible). En Francia, por ejemplo, la inyección de agua se encuentra entre el 50% y el 100% del flujo total de combustible;
- para limpiar el compresor de la turbina de gas se utiliza normalmente agua desmineralizada. Para el lavado en línea, se utiliza en ocasiones la condensación proveniente del ciclo agua/vapor pero, en general, se suministra agua desmineralizada a una unidad independiente de lavado por agua. Para el lavado fuera de línea se añade un detergente al agua desmineralizada para mejorar el efecto del lavado.

El funcionamiento de la turbina de gas y del GVRC (en el caso de que se utilice) conduce a la formación de las siguientes aguas residuales:

- agua de purga del sistema de circulación de la caldera. Se trata de la utilizada para mantener la calidad del agua de la caldera. Suele contener aditivos para proteger la caldera frente a la corrosión, tal como amoníaco, hidróxido de sodio o fosfatos. En la práctica, esta agua de purga se enfría y vierte a los sistemas de alcantarillado o a una central de tratamiento de aguas si no cumple los requisitos establecidos;
- agua residual proveniente de los procesos de limpieza de la turbina de gas se puede verter o se debe considerar como un residuo químico, dependiendo de los detergentes utilizados en el lavado y de los materiales eliminados del compresor;
- agua contaminada con combustible líquido o con fluidos que contienen combustibles líquidos. Esta agua se suele recoger en un sistema propio y se trata de manera independiente a la central de tratamiento de aguas;
- otras aguas residuales de la central, tales como el agua de la depuradora. Normalmente, este tipo de agua se vierte al sistema de alcantarillado doméstico.

Normalmente, las centrales eléctricas accionadas por motor suelen conservar su agua. Los circuitos de refrigeración consumen entre un 20% y un 30% de la energía del combustible utilizado. La energía del circuito de refrigeración debe ser eliminada en algún lugar, salvo que pueda ser utilizada en algún otro proceso de cogeneración. Una central eléctrica de ciclo simple, de 130 MW_e, alimentada por combustible líquido y equipada con torres de refrigeración consume normalmente unos 220 m³/h de agua bruta. En una central eléctrica de tamaño similar, con una turbina de vapor alimentada con carbón o combustible líquido y con torres de refrigeración, este consumo se dispara hasta 500 m³/h de agua bruta (en las cifras anteriores no se considera el proceso DESOX). Los radiadores refrigerados por aire resultan muy adecuados para las centrales accionadas por motor y en el

caso de que la central diésel de 130 MW_e alimentada por petróleo pesado estuviera equipada con radiadores, el agua de relleno requerida (principalmente para los separadores de aceite lubricante o de fuelóleo, agua de relleno para el circuito de refrigeración del motor, agua de lavado del turbo, etc.) rondaría normalmente la cantidad de sólo 5 m³/h.

Como consecuencia del menor consumo de agua se produce un menor vertido de aguas residuales y, por lo tanto, una menor contaminación térmica de los cursos de agua próximos. Otra consecuencia es un menor empleo de los productos químicos de purificación de agua y, por lo tanto, un menor riesgo de derrames químicos. Se utilizan técnicas tradicionales para el tratamiento de las aguas residuales.

6.1.12 Residuos de la combustión y tratamiento de los subproductos

En el tratamiento del combustible líquido se incluyen los módulos y unidades de separación centrífuga, filtros, unidades de limpieza combinados y sistemas de acondicionamiento del combustible. Este sistema de tratamiento suele incluir un mecanismo de tratamiento de lodos y de recuperación de combustible líquido por flotación y precipitación. El combustible líquido o el aceite recuperado se quema en calderas auxiliares alimentadas por combustible líquido.

Los lodos finales se deshidratan, secan, solidifican e incineran, o se eliminan a través de gestores autorizados. El agua obtenida de la deshidratación de los lodos, que está contaminada con combustible líquido o fluidos que contienen combustibles líquidos, se suele recoger en un sistema específico y se vierte de manera independiente. Los lodos también provienen del tratamiento de los vertidos procedentes de las operaciones de limpieza de los precalentadores de aire, de los gases de combustión de las calderas y de otros equipos.

6.2 Ejemplos de técnicas y procesos aplicados

Esta parte del capítulo 6 contiene una serie de ejemplos sobre técnicas y procesos que se aplican actualmente en las distintas instalaciones de combustión de combustibles líquidos. El objetivo de estos ejemplos es demostrar la forma en que se han aplicado determinadas técnicas en las centrales nuevas o mejoradas con el fin de asegurar un elevado nivel de protección para el medio ambiente en su conjunto, teniendo en cuenta, en cada caso, los requisitos ambientales y las condiciones específicas de cada emplazamiento. Sin embargo, a partir de la información recogida, no siempre resulta claro si cada una de las técnicas descritas en estos ejemplos han sido evaluadas teniendo en cuenta la definición de MTD proporcionada en el apartado 11 del artículo 2 de la Directiva y la lista de «aspectos que deben tenerse en cuenta con carácter general o en un supuesto particular cuando

se determinen las mejores técnicas disponibles (...), teniendo en cuenta los costes y ventajas que pueden derivarse de una acción y los principios de precaución y prevención» y, como consecuencia, en qué forma se ha seleccionado y aplicado la técnica. Además, no se puede garantizar que el rendimiento ambiental presentado sea constante y continuo en cualquier condición de funcionamiento, durante cuánto tiempo, si surgirá algún problema y qué efectos cruzados tiene, si es que hay alguno. Además, tampoco resulta siempre evidente cuál es el auténtico motivo para aplicar la técnica y en qué forma se encuentran relacionados los costes y beneficios ambientales en cada caso. Por lo tanto, la información proporcionada en los siguientes ejemplos tiene como único objetivo proporcionar indicaciones generales de las prácticas actuales y no la de que sean considerados como puntos de referencia apropiados. Las técnicas que se muestran como ejemplos se derivan de la información suministrada y evaluada por los miembros del grupo de trabajo técnico como parte del intercambio de información sobre las GIC.

6.2.1 Técnicas individuales para reducir las emisiones de las grandes instalaciones de combustión alimentadas por combustible líquido

EJEMPLO 6.2.1.1 CONTROL AVANZADO DE LAS CONDICIONES DE COMBUSTIÓN LOCAL PARA LA REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE NO_x Y LA MEJORA DEL RENDIMIENTO EN CALDERAS ALIMENTADAS POR FUELOLEO Y ORIMULSIÓN

Descripción: el rendimiento de las calderas y la generación de NO_x en calderas industriales depende en gran medida de la correcta distribución del combustible y del aire dentro del horno. La tecnología de control presentada se basa en la combinación de las estrategias de equilibrio de la combustión local y en la aplicación de sistemas avanzados de control de la combustión. Estos medios permiten aplicar controles de combustión más estrictos para resolver las situaciones de combustión desequilibrada. El sistema permite tomar medidas de la concentración de gas en cualquier área interior del horno de las calderas industriales, especialmente cerca de los quemadores. Este sistema no sólo permite obtener mejoras importantes en la supervisión de rendimientos y, por tanto, en el propio rendimiento (es decir, en el rendimiento de la caldera, las emisiones de NO_x, la formación de escorias, los consumos auxiliares), sino que también conduce a un funcionamiento más seguro y flexible de las calderas industriales. Para obtener información más detallada sobre esta tecnología, véase también el ejemplo técnico mostrado en el apartado 4.2.1

Aplicabilidad: aplicar un nuevo sistema de medida dentro del horno de las calderas industriales permite ubicarlas en cualquier lugar. Su emplazamiento no estará limitado a aquellos puertos de inspección incluidos en el diseño inicial de la caldera. De esta forma, es posible tomar medidas en cada uno de los quemadores

de la caldera, sin que tenga que realizarse ninguna modificación estructural importante de la unidad. Por lo tanto, la tecnología de control presentada aquí se puede aplicar tanto a las centrales existentes como a las nuevas instalaciones. La Tabla 6.1 muestra las principales características de cuatro centrales existentes de combustión de fuelóleo y orimulsión, en las que se está aplicando esta avanzada tecnología de control. Estas centrales se encuentran ubicadas en España e Italia.

Tabla 6.1: Aplicación de la tecnología de control avanzado presentada anteriormente en las calderas alimentadas por combustible líquido

Central	Diseño de la caldera	Capacidad (MW _e)	Distribución de los quemadores	Tipo de combustible	Atomización
A	Frontal	40	2 niveles verticales (3 quemadores por nivel)	Fuelóleo	Vapor
B	Frontal	40	2 niveles verticales (3 quemadores por nivel)	Fuelóleo	Aire
C	Frontal	60	3 niveles verticales (2 quemadores por nivel)	Fuelóleo	Vapor
D	Tangencial	320	5 niveles verticales (4 quemadores de bajas emisiones de NO _x por nivel)	Orimulsión (carbón mejorado)	Vapor

Beneficios ambientales obtenidos: con la aplicación de esta tecnología se alcanzaron disminuciones en las emisiones de NO_x de hasta un 30% y, al mismo tiempo, se minimizaron las emisiones de CO. Todo esto condujo también a mejoras sustanciales en el rendimiento global central (es decir, en la reducción de la regulación del vapor que se necesita en el control de generación de SO₃).

Datos de funcionamiento: la optimización está basada en:

- el ajuste global del exceso de oxígeno, manteniendo al mismo tiempo una adecuada estequiometría local en cada quemador;
- el ajuste del tipo de llama (basado en el control adecuado de las entradas de aire);
- la identificación del número óptimo de quemadores activos para cada carga operativa.

Todos estos ajustes se han realizado bajo la premisa del control adecuado de las condiciones de funcionamiento individuales de cada quemador, según las medidas locales de la combustión.

Efectos cruzados: además de los beneficios ambientales directos mencionados anteriormente, el control avanzado de las condiciones de combustión locales ofrece varias ventajas adicionales tales como un menor consumo de combustible (consulte también el ejemplo del apartado 4.2.1).

Aspectos económicos: la inversión de este método tecnológico se encuentra comprendida en el rango de 300.000 a 700.000 euros, dependiendo de las características particulares de la unidad en cuestión (capacidad, diseño, funcionamiento de referencia, etc.).

Motivo principal para su implantación: además de reducir los costes de combustible y el control de la formación de NO_x , el principal motivo para la aplicación de esta técnica es la capacidad para optimizar el consumo específico de calor o la formación de escorias ajustando las distribuciones de oxígeno y temperatura dentro del horno.

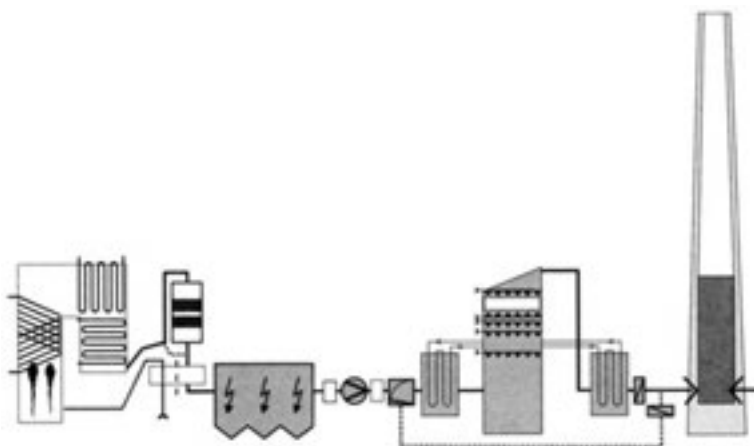
Bibliografía: [176, Cañadas et ál., 2001], [177, Rodríguez et ál., 2002], [178, ECSC, 2001].

6.2.2 Mejora del rendimiento ambiental de grandes instalaciones de combustión existentes alimentadas por combustible líquido

EJEMPLO 6.2.2.1 CALDERA ALIMENTADA POR FUELÓLEO PESADO CON TRATAMIENTO MEJORADO DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN

Descripción: dos unidades idénticas tienen una capacidad bruta de producción energética de $2 \times 420 \text{ MW}_e$ y una potencia eléctrica neta de $2 \times 386 \text{ MW}$ a una potencia térmica nominal de $2 \times 1.007 \text{ MW}$. El combustible líquido crudo se transporta mediante tuberías a la refinería cercana donde se produce el fuelóleo pesado. La central fue puesta en marcha en 1965 y se mejoraron sus instalaciones en 1990 y 1994 añadiendo sistemas de tratamiento de gases de combustión. Estos sistemas de tratamiento constan de un mecanismo de desulfuración húmeda con un rendimiento de separación superior al 90% y una instalación de RCS en una posición elevada con un rendimiento de eliminación de polvo superior al 70%. Además, al recubrir el interior de la chimenea de 180 m de alto con PRFV (plástico reforzado con fibra de vidrio) se ha reducido la emisión de partículas de ácido y de polvo. La caldera («Benson», de doble corriente) está equipada con 14 quemadores de bajas emisiones de NO_x (combustión inferior), aire de sobrefuego y precalentamiento del aire de combustión. El combustible líquido se almacena en cinco tanques con un volumen total de 340.000 m^3 . Dos de los tanques se encuentran aislados para almacenar combustible líquido calefactado. El precipitador electrostático (PE) y la desulfuración húmeda de los gases de combustión (DGC) reducen conjuntamente el contenido en polvo de los gases de combustión en, al menos, un 80%.

Figura 6.4: Central eléctrica mejorada alimentada con fuelóleo pesado con sistema de RCS, DGC húmeda y un sistema de desplazamiento de calor



Beneficios ambientales obtenidos: el tratamiento mejorado de los gases de combustión permite alcanzar concentraciones comparativamente bajas de SO_2 y NO_x en el gas limpio. Al mejorar la chimenea, se reduce en gran medida el impacto de las partículas ácidas en las cercanías de la central.

Aplicabilidad: se puede añadir un tratamiento secundario de los gases de combustión a las calderas existentes de fuelóleo pesado. La mejora de la chimenea para controlar las emisiones de partículas ácidas dependerá de las condiciones locales. En este caso, la concentración de SO_3 en el gas limpio es el parámetro más importante, ya que es soluble en agua y puede condensarse en las paredes de la chimenea. El fluido altamente ácido es transportado al medio ambiente circundante. En general, la concentración de SO_3 en los gases de combustión se reduce en sólo un 20% o 30% con el sistema de DGC húmeda. Por otro lado, la DGC disminuye la temperatura de los gases de combustión y aumenta el contenido de vapor de agua. Estos dos efectos aumentan la condensación del ácido en la chimenea.

Efectos cruzados: se producen cenizas volantes como consecuencia del funcionamiento del PE. La DGC húmeda produce agua residual y yeso. El tratamiento de los gases de combustión reduce el rendimiento neto eléctrico de la central.

Datos de funcionamiento: en 1998 la primera unidad produjo 443,5 GWh_e de electricidad neta durante 1.544. horas y la segunda, 299 GWh_e durante 1.017 horas de funcionamiento. El rendimiento eléctrico neto medio anual ascendió hasta el 36,7% y se alcanzó el equivalente a 961 horas de plena carga.

Tabla 6.2: Emisiones atmosféricas en 1998

	Supervisión	Niveles de emisión medidos (mg/Nm ³) (valor medio anual al 3% O ₂)		Emisiones específicas (g/MWhe)	
		Unidad 1	Unidad 2	Unidad 1	Unidad 2
Contenido en O ₂ (%)	Continua	4,5	4,5		
Flujo volumétrico de los gases de combustión (106 m ³ /h)	Continua	1,3 (plena carga)	1,3 (plena carga)		
Polvo (mg/Nm ³)	Continua	10	15	20,5	30,2
SO ₂ (mg/Nm ³)	Continua	50 – 250	50 – 250	52	235
NO _X (mg/Nm ³)	Continua	121	131	331	355
CO (mg/Nm ³)	Continua	50	50	20,5	20,7
HCl (mg/Nm ³)	Discontinua	0,21)	0,11)	0,08	0,04
HF (mg/Nm ³)	Discontinua	<0,11)	<0,11)	<0,04	<0,04
NH ₃ (mg/Nm ³)	Discontinua		<0,11)		<0,04

Notas:

1) Valor medio de los resultados individuales

La cantidad de fuelóleo pesado quemado fue de 179 kilotoneladas, lo que equivale a un consumo específico de 0,242 kg/kWhe. El contenido en azufre del combustible fue del 3,5% y el contenido en ceniza fue del 0,056%.

Tabla 6.3: Consumo de materiales auxiliares importantes en 1998

Material auxiliar	Consumo (t/año)	Consumo específico (g/MWhe)
HCl, (solución al 30%)	122	160
NaOH, (solución al 50%)	27	36
Cal apagada	20	27
Caliza machacada	13.811	13.500
FeCl ₃ , (solución al 40%)	14	19
NaOH, (solución al 25%)	7,5	10
NH ₃ ,	458	620
Combustible ligero	2.952	4.200

El sistema de refrigeración de paso único empleó 97,15 millones de m³/año, lo que equivale a una demanda específica de 100.000 m³/h a plena carga. Se produjeron aguas residuales durante la regeneración completa de la instalación para disminuir la dureza del agua. El flujo medio anual de este agua fue de 12 m³/h. La concentración media de AOX fue inferior a 1 mg/l, lo que equivale a menos de 0,015 g/MWhe. Una vez ajustado el valor de su pH, esta agua residual se vierte al agua receptora. Otra fuente importante de aguas residuales es la DGC húmeda. El valor medio del flujo de aguas residuales a plena carga es de 23 m³/h. Esta agua residual se trata y, después, se vierte a las aguas receptoras con las concentraciones medias de impurezas que se muestran en la Tabla 6.4.

Tabla 6.4: Concentraciones de impurezas en el agua residual correspondientes a la central de desulfuración después del tratamiento

	Valores medios	Número de medidas como base para calcular los valores medios	Carga específica media (g/MWhe)
Valor del pH	9,2	77	
DQO (mg/l)	27,9	27	0,83142
Ntotal (mg/l)	85	1	2,533
Zn (mg/l)	0,01	13	0,000298
Cr (mg/l)	<0,1	1	<0,0003
Cd (mg/l)	<0,005	27	<0,00015
Cu (mg/l)	<0,1	1	<0,0003
Pb (mg/l)	<0,1	1	<0,0003
Ni (mg/l)	0,028	4	0,0008344
V (mg/l)	0,03	27	0,000894
Materia filtrable (mg/l)	7,3	77	0,21754
Sulfatos (mg/l)	2.130	27	63,474
Sulfitos (mg/l)	<20	(sólo en la puesta en marcha de la central)	<0,6
Fluoruros (mg/l)	3,3	11	0,09834
Hg (mg/l)	0,002	27	0,0000596
Toxicidad para los peces	<2	(sólo en la puesta en marcha de la central)	

Nota: datos correspondientes a 1998

Para reducir los vertidos de aguas residuales, se inyecta en la caldera el agua procedente de la regeneración de la desmineralización catiónica para el agua de condensación. El funcionamiento combinado, lo que significa mezclar de forma simultánea oxígeno y amoníaco, permite la disminución de la concentración de amoníaco en el circuito del vapor de agua. De esta manera, se reduce la tasa de regeneración para los filtros del desmineralizador, lo que significa una menor demanda de agua. Cambiar la resina del intercambiador iónico en una de las instalaciones de disminución de la dureza del agua puede reducir el consumo de agua dedicado a la regeneración. Se puede disminuir aún más el consumo de agua haciendo recircular el agua de condensación y recirculando parcialmente el filtrado de la deshidratación de yeso dentro del circuito de DGC.

Tabla 6.5: Residuos generados en el año 1998

	Aislamiento	Ceniza de la caldera	Cenizas volantes	Yeso y briquetas de yeso
Cantidad (t/año)	12,4	17,7	113,8	1.767
Cantidad específica (kg/MWhe)	1,08	0,0018	0,0118	1,8
Utilización/eliminación	Reciclado	Llenado de minas	Llenado de minas	Yeso e industria del hormigón

El valor límite de las emisiones sonoras depende de las zonas residenciales cercanas, que en este caso están situadas a una distancia de 530 – 1.200 m. Las medidas tomadas para reducir las emisiones sonoras incluyen la utilización de válvulas de seguridad a prueba de sonido y las barreras antirruído. Los niveles acústicos en las zonas residenciales alcanzan valores comprendidos entre 26 y 46 dB(A).

Aspectos económicos: la inversión realizada para las técnicas de control de gases de combustión (DGC húmeda y RCS) alcanzó los 25 millones de euros en total (entre 1990 y 1994).

Motivo principal para su implantación: la utilización de los sistemas de DGC húmeda y RCS vino provocada por la imposición de valores límite de emisiones más restrictivos. Fue necesario recubrir la chimenea con PRFV debido a las quejas sobre depósitos de ácido. Sin embargo, la aplicación del nuevo material condujo a una disminución en la corrosión de la chimenea y a una disminución de los costes de funcionamiento (por ejemplo, debido a una menor necesidad de mantenimiento).

Bibliografía: [98, DFIU, 2001].

EJEMPLO 6.2.2.2 CENTRAL ELÉCTRICA DE CARGA MÁXIMA QUE CONSTA DE UNA CALDERA Y UNA TURBINA DE GAS ALIMENTADA CON COMBUSTIBLE LIGERO, Y CON FUNCIONAMIENTO OPCIONAL DE CICLO COMBINADO

Descripción: este ejemplo de central eléctrica de carga máxima consta de una turbina de gas ($260 \text{ MW}_{\text{th}}$ de potencia térmica nominal, 60 MW_e de potencia eléctrica) y una caldera ($838 \text{ MW}_{\text{th}}$ con aire fresco y $655 \text{ MW}_{\text{th}}$ en funcionamiento de ciclo combinado). La turbina de vapor genera hasta 265 MW_e . Cuando funciona en ciclo combinado, los gases de combustión de la turbina de gas se utilizan como aire de combustión en la caldera. La central eléctrica fue puesta en marcha en 1972 para la quema de fuelóleo pesado y fue modernizada en 1993 para la combustión de combustible ligero. En 1994, la caldera y la turbina de gas fueron equipadas con un sistema de inyección por agua. Además, se cambiaron el quemador y la cámara de combustión de la turbina de gas. Se comenzó a inyectar en el sistema agua desmineralizada a través de lancetas equipadas con toberas de forma cónica, a presiones comprendidas entre los 3 y los 22 bar. El consumo de agua ascendió a $50 \text{ m}^3/\text{h}$ para la caldera y a $18,7 \text{ m}^3/\text{h}$ para la turbina de gas a plena carga.

Beneficios ambientales obtenidos: la inyección de agua reduce las emisiones de NO_x producidas por la turbina de gas así como por la caldera.

Aplicabilidad: la inyección de agua se aplica principalmente cuando se desea reducir las emisiones de NO_x procedentes de las centrales existentes alimentadas por combustible líquido ligero.

Efectos cruzados: la primera medida empleada para reducir las emisiones de NO_x no producía nuevos residuos ni aguas residuales, pero consumía grandes cantidades de agua desmineralizada. Además, se redujo el rendimiento eléctrico global de la central, así como la entalpía, que tiene que gastarse para llevar a cabo la vaporización, permanecía en los gases de combustión y no se reutilizaba. El tratamiento de las aguas de alimentación y de condensación produce lodos y aguas residuales.

Datos de funcionamiento: en 1998, la turbina de vapor produjo 6.976 MWh_e (brutos) mientras que la turbina de gas produjo 118 MWh_e (brutos). La central estuvo en funcionamiento durante 74 horas y, por ello, sólo se empleó para cubrir cargas máximas y consumos extraordinarios. La Tabla 6.6 y 6.7 resumen las emisiones atmosféricas realizadas en 1998.

Tabla 6.6: Emisiones atmosféricas de la caldera (operación única) en 1998

	Medida	Nivel medido de la emisión (valor medio diario al 3% de O ₂)	Emisiones específicas (kg/TJfuel)
Contenido de O ₂ (%)	Continua	3	
Flujo volumétrico de los gases de combustión (m ³ /h)		853.523	
NO _X (mg/Nm ³)	Continua	143,3	40,5
CO (mg/Nm ³)	Continua	4,77	1,35

Tabla 6.7: Emisiones atmosféricas correspondientes al funcionamiento en ciclo combinado en 1998

	Medida	Nivel medido de la emisión (valor medio diario al 3% de O ₂)	Emisiones específicas (kg/TJfuel)
Contenido de O ₂ (%)	Continua	3	
Flujo volumétrico de los gases de combustión (m ³ /h)		965.000	
NO _X (mg/Nm ³)	Continua	259,7	76
CO (mg/Nm ³)	Continua	129,8	38

La caldera consumió 2.012,1 toneladas de combustible ligero mientras que la turbina de gas necesitó 47,9 toneladas. El sistema de refrigeración de paso único necesitaba unos 40.000 m³/h de agua del río cuando funcionaba a plena carga. Las aguas residuales derivadas del sistema de refrigeración primario y del sistema de tratamiento del agua de condensación fueron vertidas al sistema de alcantarillado. El agua residual correspondiente al tratamiento del agua de alimentación (250 m³/h a plena carga) se vertía directamente al río tras su neutralización. Las concentraciones de impurezas presentes en esta agua residual se resumen en la Tabla 6.8 para el año 1998.

Tabla 6.8: Concentraciones de impurezas en el agua residual neutralizada correspondiente al tratamiento del sistema de alimentación de agua

	Resultados de medidas individuales (1998) (mg/l)
AOX	0,023 – 0,039
DQO	10 – 23
P	0,12 – 0,2
N	42 – 45
Zn	0,078
Cr	0,0038
Cd	0,0003
Cu	0,0044
Pb	0,0053
Ni	0,0036

Los principales residuos son los lodos y lubricantes usados derivados del tratamiento de las aguas.

Aspectos económicos: la inversión total realizada para la mejora de la central (inyección de agua, nuevo quemador y cámara de combustión para la turbina de gas) ascendió a 12,8 millones de euros, de los cuales 10,25 millones de euros se invirtieron en la mejora de la turbina de gas y el resto, para mejorar la caldera.

Motivo principal para su implantación: se instaló el nuevo sistema de inyección de agua para cumplir con los valores límite de emisiones.

Bibliografía: [98, DFIU, 2001].

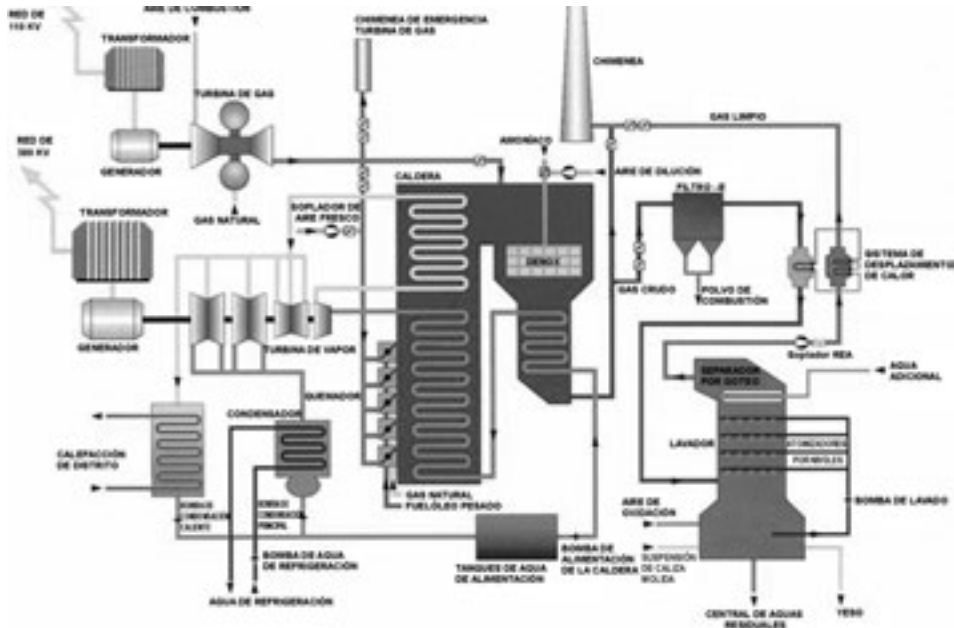
6.2.3 Rendimiento ambiental de las nuevas centrales de combustión alimentadas con combustible líquido

EJEMPLO 6.2.3.1 TURBINA DE GAS-TURBINA DE VAPOR COMBINADAS ALIMENTADAS POR FUELÓLEO PESADO/GAS NATURAL – CENTRAL ELÉCTRICA Y CALEFACCIÓN DE DISTRITO CON LIMPIEZA DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN

Descripción: la central eléctrica de este ejemplo fue diseñada como una turbina de gas- turbina de vapor combinada para la producción de calefacción de distrito y alimentada por fuelóleo pesado y gas natural de bajo contenido en azufre. En

la Figura 6.5 se muestra una distribución esquemática de la central.

Figura 6.5: Central eléctrica de calefacción de distrito que utiliza una turbina combinada de gas-vapor y que se alimenta de fuelóleo pesado y gas natural [43, Wienstrom, 2001]



Los gases de salida de la turbina de gas se introducen en la caldera de vapor (se trata de una caldera Benson de doble eje con flujo continuo forzado, con sobrecalentador intermedio y combustión de tiro forzado). Los gases de salida de la turbina de gas se utilizan como aire de combustión y con ellos se suministra oxígeno a los quemadores de fuelóleo pesado/gas natural de bajas emisiones de NO_x (existen 20 quemadores estratificados y combinados de gas natural/fuelóleo pesado, dispuestos por toda la pared y distribuidos en cinco niveles).

El vapor generado en la caldera se utiliza para accionar una turbina de cuatro etapas con recalentamiento y condensación, y con sobrecalentamiento intermedio. La turbina de vapor acciona el generador que, sin la extracción de energía térmica para la red de calefacción de distrito, tiene una capacidad total de producción de energía eléctrica de 355 MW. Con una extracción de energía térmica equivalente a unos 350 MW, la capacidad de producción total de energía eléctrica se ve reducida hasta los 310 MW.

Limpieza de los gases de combustión

- eliminación de los óxidos de nitrógeno gracias al empleo de quemadores de bajas emisiones de NO_x , como medida primaria, seguida de un sistema de reducción catalítica selectiva para altas concentraciones de polvo;

- lavador de caliza húmeda con un proceso de oxidación forzada de yeso para reducir el dióxido de azufre;
- precipitador electrostático (PE) para eliminar el polvo de los gases de combustión.

Beneficios ambientales obtenidos: la combinación de una turbina de gas con una caldera de vapor y con un sistema de calefacción de distrito aumenta el rendimiento eléctrico global, así como el rendimiento del combustible. Los niveles de emisión medidos son los siguientes.

Tabla 6.9: Resumen de las emisiones medidas

Contaminante	Nivel medido de la emisión (mg/Nm ³)	Tasa de reducción (%)	Técnica utilizada
NO _x	90	>80	Quemador de bajas emisiones de NO _x como medida primaria y un sistema de RCS como medida secundaria, lo que proporciona una conversión SO ₂ /SO ₃ <2% (requisito oficial)
SO ₂	60 – 90	96	Lavador de caliza húmeda con un proceso de oxidación forzada del yeso
CO	15 – 20		
Polvo	10 – 30	>95	Precipitador electrostático (PE). La concentración de polvo en el gas limpio depende del modo de funcionamiento (fuelóleo pesado o gas natural)
NH ₃	0,1		

Nota: medidas realizadas de manera continua, media diaria, 3% de O₂, fuelóleo pesado, plena carga

El agua residual proveniente de la central de DGC contiene impurezas tales como metales derivados del combustible y material inerte de la caliza. Estas impurezas se pueden precipitar ajustando el pH y añadiendo agentes de floculación. Entonces, se puede separar el sedimento. La lechada residual se transporta a una prensa de filtro de cámara, se deshidrata y, finalmente, se vierte.

Aplicabilidad: las turbinas de gas se pueden integrar en el diseño de nuevas instalaciones, pero también se pueden usar para aumentar la potencia de las calderas existentes alimentadas por combustible líquido. Las técnicas de limpieza de los gases de combustión, tanto primarias como secundarias, como los quemadores de bajas emisiones de NO_x, RCS, PE y centrales de DGC húmedas, se pueden aplicar tanto a las centrales nuevas como a las ya existentes. El acoplamiento con el calor aumenta el rendimiento del combustible pero necesita una red de calefacción de distrito.

Tabla 6.10: Emisiones medidas al agua después del tratamiento de la limpieza de los gases de combustión

Contaminante	Concentración (mg/l)	Emisiones específicas (mg/t capacidad de combustión instalada de fuelóleo pesado)
As	0,001	
Pb	0,03	20
Cd	0,003	10
Co	0,002	
Cr total	0,03	100
Cu	0,003	100
Hg	0,0001	10
Mn	0,030	
Ni	0,03	100
Sn	0,001	
Tl	0,031	
V	0,073	100
Zn	0,05	200
Fluoruro calculado como F	0,1	
Cloruro calculado como Cl	400	
Amoníaco calculado como N	0,85	
Total fósforo como P	0,150	
Total nitrógeno como N	76,6	
SO ₄	1.215	
Sulfuro calculado como S	0,1	40
Sulfito calculado como SO ₃	10,2	
COT calculado como C	8,6	

Nota: valores como muestras diarias

Efectos cruzados: hay que limpiar el catalizador con ácido oxálico tras 35.000 horas de funcionamiento. Se estima que tras 42.000 horas de funcionamiento (y lavándolo tras 35.000 horas de operación) la conversión SO₂/SO₃ está cercana al 0,7% y la actividad catalítica es del 96%. Es necesaria una sustitución parcial del catalizador tras unas 70.000 horas de funcionamiento, aproximadamente.

La planta de tratamiento de agua del sistema de DGC y la deshidratación de los subproductos del yeso generan aguas residuales. El yeso se puede utilizar en la industria del cemento y de la construcción.

Datos de funcionamiento:

Combustible: Fuelóleo pesado (2% S, <100 ppm V, <60 ppm Ni, 40.600 kJ/kg poder calorífico)
Gas natural (36.100 kJ/kg, poder calorífico)

Horas de funcionamiento (año de referencia 1999):
6.566,5 h producción electricidad
5.937,5 h calefacción de distrito

Rendimiento: $\eta_{el, net} = 45,21\%$ (gas natural)
 $\eta_{el, net} = 34,35\%$ (fuelóleo pesado, funcionamiento sin turbina de gas)
 $\eta_{total} =$ alrededor de 80% (en el caso de calefacción de distrito)

Supervisión: Mediciones continuas de: NO_x, SO₂, CO, polvo, O₂, temperatura y volumen de los gases de combustión, presión atmosférica, temperatura del aire ambiente y volumen de los gases de combustión (1,1*10⁶ m³/h)

Aspectos económicos:

Tabla 6.11: Inversión y costes de funcionamiento de las técnicas de disminución aplicadas

Técnica	Costes de la inversión	Costes de funcionamiento
RCS	Coste total de 14 millones de euros: incluyendo construcción, catalizador, almacenamiento de amoníaco, tuberías y equipo de control	1,3 millones EUR/año: incluyendo amortización, consume de energía, personal y mantenimiento
PE	1,44 millones de euros	0,64 millones EUR/año: Incluyendo la eliminación de las cenizas volantes y amortización
Central de DGC	47,2 millones de euros: incluyendo centrales auxiliares relevantes	7,6 millones de euros: incluyendo amortización, caliza y yeso

Motivo principal para su implantación: mejora en el rendimiento eléctrico y del combustible, así como reducción de las emisiones al aire y al agua.

Bibliografía: [44, Ministerio de Medio Ambiente austriaco, 2000].

EJEMPLO 6.2.3.2 DIFERENTES CENTRALES ELÉCTRICAS DE DIÉSEL Y DE HFO EQUIPADAS CON UN SISTEMA DE RCS

Descripción: las centrales eléctricas del ejemplo están situadas en Europa y en los EE. UU. La potencia de las centrales va desde los 21 MW_e hasta los 49 MW_e. Estas centrales eléctricas utilizan fuelóleo pesado o diésel como combustible principal. Cada motor o central está equipado con su propia unidad de RCS para la reducción de NO_x. Como ventaja adicional de los sistemas de RCS cabe citar su capacidad de reducir, en cierta medida, otros contaminantes tales como hidrocarburos y hollín, además de mitigar el nivel de ruido entre 8 – 10 dB(A).

Datos de funcionamiento: en la Tabla 6.12 mostrada a continuación, se enumeran los principales indicadores de rendimiento de las centrales de diésel y de HFO.

Tabla 6.12: Niveles de emisión en centrales eléctricas de HFO y diésel equipadas con un sistema de RCS

	Central A	Central B	Central C	Central D
Ubicación	UE	UE	UE	EE. UU.
Año de entrada en funcionamiento	1997	2002	1999	2001
Tipo de central	Central de producción combinada de calor y electricidad (cogeneración)	Generación de electricidad	Central de producción combinada de calor y electricidad (cogeneración)	Generación de electricidad
Combustibles	Gas natural (principal), gasóleo (combustible piloto y de reserva)	HFO (2% – 3% S)	Diésel como combustible principal	Fuelóleo (combustible líquido n.º 2)
Técnica de combustión	2 motores gas-diésel	2 motores HFO	3 motores de doble combustible	30 motores diésel
Capacidad	31,6 MW	34 MW	21 MW	49 MW
Rendimiento NO _x				
Medida secundaria	RCS (reactivo: solución acuosa 33% en peso NH ₃)	RCS (reactivo: solución acuosa de NH ₃)	RCS (reactivo: solución acuosa de urea)	RCS (reactivo: solución acuosa de urea)
NO _x sin RCS (mg/Nm ³) a 15 vol-% O ₂	n.d.	1.528	1.388	1.460
NO _x con RCS (mg/Nm ³) a 15 vol-% O ₂	180 (diésel en modo reserva)	153	150	145
Tasa de reducción de NO _x con RCS	n.d.	90%	89%	90%
Escape de amoníaco (mg/Nm ³) a 15 vol-% O ₂	20	<2,7 catalizador limpio	<2 catalizador limpio	<2 catalizador limpio

Bibliografía: [147, Wärtsilä NSD, 2001], [88, Euromot, 2001], [181, Ceramics GmbH, 2002], [78, Finkeldei, 2000].

6.3 Niveles de emisión y consumo actuales

6.3.1 Visión general de los combustibles líquidos utilizados en grandes instalaciones de combustión

La composición de cada uno de los combustibles líquidos en crudo es única y no se puede precisar con definición. Como directriz general, contienen hidrocarburos aromáticos, cíclicos y alicíclico; compuestos de S, N y O; y trazas de otros compuestos que contienen Ni, Fe, V, Mo, Cl, F, etc.

Los combustibles líquidos pesados son productos derivados del crudo. Por ello, su composición varía según la del crudo de origen. En general, están compuestos casi por completo o, al menos, de manera sustancial, por los residuos o productos pesados de las tareas de refinado del petróleo, es decir, materiales que permanecen en forma condensada durante el proceso. La temperatura de destilación atmosférica para estos componentes supera los 540 °C y aparecen una vez que se han extraído todos y cada uno de los otros productos más ligeros de la cadena de refinado.

En las tablas siguientes se proporcionan algunas propiedades físico-químicas de estos combustibles líquidos:

Tabla 6.13: Características generales de los combustibles líquidos
[58, Eurelectric, 2001]

Propiedad		Gasóleo	Combustible ligero	Fuelóleo pesado	Producto inferior del refinado
Contenido de:					
carbono	%			84	85 - 88
hidrógeno	%	0,5	<0,2	11	8 - 12
azufre	%	0	<0,02	<4	1 - 4
agua	%	0	<0,1	<1,5	<0,5
sedimento	%			<0,25	<0,2
sodio	ppm			3 a 200	200 - 350
vanadio	ppm			50 a 200	
Viscosidad cinemática (20 °C)	mm ² /s		<9,5	<9,5	
Viscosidad cinemática (100 °C)	mm ² /s			<40	
Punto de inflamación (inflamabilidad)	°C	>55	>55	>70	
Densidad a 15 °C	kg/dm ³	0,85	0,87	0,95 a 1	
Poder calorífico superior	MJ/kg	>46	45	43	
Poder calorífico inferior	MJ/kg		42	39,5 a 41	38 - 40

Tabla 6.14: Propiedades químicas de varios combustibles líquidos pesados característicos [87, Molero de Blas, 1995]

Propiedad	Azufre alto	Azufre intermedio	Azufre bajo
Azufre (% en peso)	2,2	0,96	0,50
Carbono (% en peso)	86,25	87,11	87,94
Hidrógeno (% en peso)	11,03	10,23	11,85
Nitrógeno (% en peso)	0,41	0,26	0,16
Ceniza (%)	0,08	0,04	0,02
Vanadio (ppm)	350	155	70
Níquel (ppm)	41	20	10
Sodio (ppm)	25	10	<5
Hierro (ppm)	13	9	<5

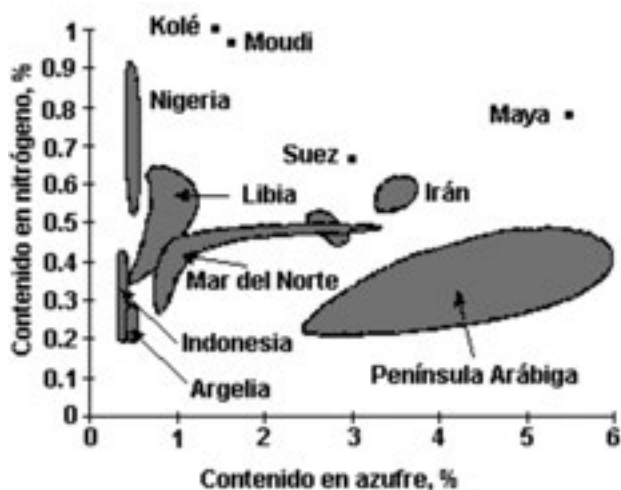
Tabla 6.15: Propiedades de la orimulsión [97, Euromot, 2000]

Propiedad	Unidades	Orimulsión
Densidad	kg/m ³ a 15 °C	1.010
Viscosidad	cSt a 50 °C	350
Agua	%-vol	28 – 31
Contenido en azufre	%-húmedo	máx. 3%
Ceniza	mg/kg	0,14 – 0,2
Vanadio	mg/kg	300 – 365
Sodio	mg/kg	30
Magnesio	mg/kg	6
Poder calorífico inferior	MJ/kg	27 – 28

El contenido de nitrógeno y azufre son dos de los parámetros químicos más importantes. El gráfico siguiente muestra la distribución del contenido en nitrógeno y azufre de varios tipos de residuos al vacío de acuerdo con su origen geográfico. Esta figura muestra que, en la mayoría de los casos, es imposible alcanzar un bajo contenido en azufre y un bajo contenido en nitrógeno de manera simultánea.

De todos los fuelóleos, el fuelóleo pesado (HFO) es el combustible más importante para las grandes instalaciones de combustión, mientras que sólo se emplean pequeñas cantidades de combustible ligero (LFO), en gran medida debido a su ele-

Figura 6.6: Contenidos en azufre y nitrógeno en HFO (residuos al vacío) de acuerdo con su origen geográfico
 [87, Molero de Blas, 1995], [146, UFIP, 2001]



vado precio. El combustible ligero tiene un bajo contenido en azufre, ya que este elemento se elimina en el proceso de refinado. En general, el uso de HFO sin DGC se encuentra limitado por las legislaciones nacionales; por ejemplo, en Finlandia, el contenido en azufre más elevado permitido en HFO es del 1%.

Ciertas calidades de HFO pueden tener elevados contenidos en azufre y, en dichos casos, resulta necesaria la desulfuración de los gases de combustión (DGC). El contenido en ceniza del HFO es bajo, normalmente por debajo del 0,2% en peso, pero es necesario eliminar las partículas de los gases de combustión. La temperatura de la llama del combustible líquido es elevada, pero el contenido en nitrógeno en el combustible líquido suele ser bajo y, por ello, sólo se forma una cantidad moderada de NO_x [59, Grupo de trabajo finlandés sobre GIC, 2000].

6.3.2 Rendimiento de las centrales de combustión alimentadas por combustible líquido

Según se ha informado recientemente, el rendimiento de una caldera nueva y limpia que utilice combustible líquido está cercano al 95% (PCI). Las principales pérdidas se deben a la pérdida de calor de los gases de combustión en la chimenea, a las pérdidas por radiación y al carbón presente en las cenizas no quemadas.

6.3.2.1 TÉCNICAS PARA AUMENTAR EL RENDIMIENTO DE LAS CALDERAS ALIMENTADAS POR COMBUSTIBLE LÍQUIDO

El rendimiento de las calderas alimentadas por combustible líquido se encuentra estrechamente unido a la naturaleza del combustible y a la temperatura del aire ambiente. Sin embargo, siempre es posible optimizar ciertos parámetros:

- **carbón no quemado presente en las cenizas:** al optimizar la combustión disminuye la cantidad de carbono no quemado presente en las cenizas. Hay que destacar que las tecnologías de disminución de emisiones de NO_x basadas en la modificación de la combustión muestran una tendencia al aumento del carbón no quemado;
- **exceso de aire:** la cantidad de exceso de aire depende del tipo de caldera. Normalmente, en las calderas alimentadas con combustible líquido resulta frecuente un exceso de aire del 5%. Por motivos de calidad de la combustión (es decir, relacionado con la formación de carbono no quemado y de CO), corrosión y seguridad, con frecuencia no es posible reducir aún más el exceso de aire;
- **temperatura de los gases de combustión:** la temperatura de los gases de combustión que salen de la caldera (dependiendo del tipo de combustible) está normalmente comprendida entre los 120 y 220 °C, para evitar la corrosión ácida por condensación de ácido sulfúrico. Sin embargo, algunos diseños incorporan una segunda etapa de calentadores de aire para disminuir esta temperatura por debajo de los 100 °C, pero con revestimientos especiales sobre el calentador de aire y la chimenea, lo que hace que esta reducción sea económicamente restrictiva.

6.3.2.2 CONSUMO ENERGÉTICO DE LOS ELEMENTOS AUXILIARES

El consumo energético de los elementos auxiliares depende de un cierto número de parámetros:

- **nivel del control de la contaminación:** los sistemas de DGC avanzados consumen más energía y el control de la contaminación, en general, tiene un efecto negativo sobre el rendimiento
- **diseño de elementos auxiliares:** las calderas auxiliares tienen que ser sobredimensionadas para resistir todas las variaciones de los parámetros en comparación con los valores de diseño (posibles fugas, combustibles alternativos, necesidades de puesta en marcha, sistemas redundantes, etc.). Estas opciones técnicas conducen a consumos energéticos no óptimos para los elementos auxiliares en condiciones nominales y utilizando el combustible previsto.

6.3.3 Emisiones al aire

6.3.3.1 EMISIONES AL AIRE DE CENTRALES CON CALDERAS ALIMENTADAS CON COMBUSTIBLE LÍQUIDO

Tabla 6.16: Emisiones al aire efectuadas por centrales de combustión alimentadas con combustible líquido en funcionamiento normal con carga constante

Técnica de combustión	Capacidad	Medidas de reducción de emisión	Emisiones al aire (mg/Nm ³)							Comentarios	
			SO ₂	NO _x	Polvo	CO	NH ₃	V	Ni		Otros metales
Caldera de fuelóleo pesado	100 - 300	DGC (h)/RCS/PE	130	247	5	17					La central contiene nueve unidades, una de las cuales está equipada con RNCS
	>300	DGC (h)/RCS/PE	50 - 250	121 - 131	10 - 15	50					HCl 0,1 - 0,2 mg/Nm ³ HF 0,1 mg/Nm ³
	>300	RCS/DGC (h)/PE	<130	<130	<5	<10	0,6				SO ₃ 4,5 mg/Nm ³
	>300	DGC (h)/RCS/PE	90	60 - 90	10 - 30	15 - 20	0,1				
	n.d.	No se ha indicado ninguna disminución	1.700	600 - 1.200	30 - 1.500	>50					Fuelóleo con 1% S
Caldera de fuelóleo ligero			126	1,1 - 141	1 - 3,9	1 - 14,6					
Combustión de ciclo combinado (combustible líquido ligero)	n.d.	No se ha indicado ninguna disminución		259		129					
Turbinas de gas alimentadas con combustible líquido	n.d.	inyección de agua o vapor	30 - 110	120 - 350							

Notas:
 PE Precipitador electrostático
 DGC (h) Desulfuración húmeda de los gases de combustión
 RCS Reducción catalítica selectiva de NO_x

Tabla 6.17: Niveles de emisión de dioxinas y HAP derivados de la combustión de diferentes tipos de combustible [192, GTT, 2003]

Sustancia	Carbón	Petróleo pesado	Orimulsión
Dioxinas y furanos (pg/Nm ³)	2,193	2,492	2,159
HAP (µg/Nm ³)	0,0606	0,0507	0,0283

6.3.3.2 REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE NO_x DE GENERADORES DE CALOR UTILIZADOS EN APLICACIONES INDUSTRIALES

Tabla 6.18: Disminución de las emisiones de NO_x para diferentes quemadores con bajas emisiones de NO_x [180, Baukal y Schwarz, 2001]

Técnica de control	Tasa de reducción (%)
Quemador de aire por etapas	25 – 35
Quemador de combustible por etapas	40 – 50
Quemador con reducción del exceso de aire	20 – 25
Quemador con recirculación externa de los gases de combustión	50 – 60
Quemador con recirculación interna de los gases de combustión	40 – 50
Estratificación de aire o combustible gaseoso con recirculación interna de los gases de combustión	55 – 75
Estratificación de aire o combustible gaseoso con recirculación externa de los gases de combustión	60 – 80

Tabla 6.19: Control de las emisiones de NO_x en generadores de calor [180, Baukal y Schwarz, 2001]

Técnica de control	Emisiones controladas (mg/Nm ³)	Tasa de reducción (%)
Quemadores de bajas emisiones de NO _x	n.d.	25 – 65
Lanzas de aire por etapas	n.d.	35 – 51
Quemador de fibra	20 – 40 (alimentado con gas)	
Inyección de amoníaco	n.d.	43 – 70
Inyección de urea + quemadores de bajas emisiones de NO _x s	n.d.	55 – 70
RCS	40 – 80	65 – 90
RCS + quemadores de bajas emisiones de NO _x	50 – 80	70 – 90

6.3.3.3 EMISIONES MEDIDAS EN CENTRALES CON MOTORES ALIMENTADOS CON COMBUSTIBLE LÍQUIDO

Tabla 6.20: Emisiones de partículas en motores alimentados con combustible líquido [148, Euromot, 2002]

Partículas (combustible: fuelóleo pesado)	Norma ISO 9096 o cualquier otro método equivalente O ₂ % punto de referencia de 15 vol-% O ₂
Fuelóleo pesado: >1% en peso de S y <0,08% en peso de ceniza	Partículas <75 mg/Nm ³
Fuelóleo pesado: <1% en peso de S y <0,06% en peso de ceniza, CCR <12% en peso	Partículas <50 mg/Nm ³
Gasóleo (máx., 0,02% en peso de ceniza)	Partículas <30 mg/Nm ³

Tabla 6.21: Emisiones habituales de NO_x alcanzables con ciertas modificaciones en el motor [148, Euromot, 2002], [58, Eurelectric, 2001]

Tipo de motor	Emisiones de NO _x (combustible: fuelóleo pesado)	Comentarios
Motor base optimizado para bajas emisiones de NO _x	NO _x <2.300 mg/Nm ³	Motor diésel estándar en producción hasta el año 2000
Motores alimentados con combustible líquido	NO _x 4.800 mg/Nm ³	HFO (2,5% S) SO ₂ , 3.800 mg/Nm ³ 5% O ₂ , sin disminución
Motor base optimizado para bajas emisiones de NO _x (segunda generación)	NO _x <2.000 mg/Nm ³	Motor diésel estándar en producción en la actualidad
Retardo de la inyección	Normalmente disminución de hasta un 10% a un 20% en las emisiones de NO _x (depende del tipo de motor)	El consumo de combustible puede aumentar en función del grado de retardo de la inyección, normalmente hasta un 3%.
Adición de agua	NO _x <1.300 a 1.600 mg/Nm ³	Utilizado mayoritariamente en barcos, aumenta el consumo de combustible

Nota: punto de referencia 15 vol-% O₂, gas seco, dado a 0 °C, 101,3 kPa. Estado estacionario entre 85% y 100% de la carga del motor

En las tablas mostradas a continuación (que utilizan medidas extraídas de determinadas referencias), se aplican las siguientes condiciones: las emisiones se dan en mg/Nm³ (Nm³ medido a 0 °C, 101,3 kPa) con gas seco, 15 vol-% o 5 vol-% O₂. El nivel de SO₂ depende del contenido en azufre del fuelóleo y las emisiones de las partículas dependen principalmente del contenido en cenizas del fuelóleo. El combustible es fuelóleo pesado (HFO) salvo que se indique expresamente lo contrario. El régimen estacionario es un motor a plena carga.

Tabla 6.22: Empleo de un motor con emisiones de NO_x optimizadas
[148, Euromot, 2002]

Instalación	S% en peso o SO ₂ en el fuelóleo (MCR = residuo de micro carbón)	NO _x (como NO ₂)	Polvo (ISO 9096 o cualquier otro método equivalente de medida), media	Comentarios
Motor base con bajas emisiones de NO _x , optimizado para NO _x	1,88% en peso de S, 0,05% en peso de ceniza, 13,8% en peso de MCR	2.163 – 2.178	56 – 60	central eléctrica de 70 MW _e en el Caribe
Motor base con bajas emisiones de NO _x , optimizado para NO _x	1,83% en peso de S, 0,06% en peso de ceniza, 13,6% en peso de MCR	1.739 – 1.881	54 – 61	central eléctrica de 100 MW _e en Centroamérica

Nota: Los datos se refieren a mg/Nm³ – seco, 15 vol-% de O₂, gas seco

Tabla 6.23: Emisiones de NO_x medidas en centrales de motores diésel con RCS (mg/Nm³) [148, Euromot, 2002], [167, Rigby et ál., 2001], [181, Ceramics GmbH, 2002], [78, Finkeldei, 2000]

Instalación	% en peso de S o SO ₂ en el fuelóleo	NO _x (como NO ₂)	Polvo (ISO 9096 o cualquier otro método equivalente de medida), media	Comentarios
RCS	0,45% en peso de S	325 (seco, 15 vol-% de O ₂ , gas seco)	44	Central eléctrica de 30 MW _e en Asia
RCS	Diésel DIN 51603 y DIN 590	>90% reducción a <90 mg/Nm ³ (a 5% de O ₂)	n.d.	Central eléctrica diésel en Alemania con cuatro reactores de RCS, cuatro unidades de dosificación de urea con bombas, cuatro sistemas de control >70% de CO a <20 mg/Nm ³ (a 5% O ₂)
RCS	gasóleo	180 mg/Nm ³ (a 15% de O ₂)	n.d.	Central de cogeneración eléctrica de 31,6 MW _e en RU
RCS	HFO (2% – 3% de S)	153 mg/Nm ³ (a 15% de O ₂)	n.d.	Central eléctrica de 34 MW
RCS	HFO (1% de S)	91 mg/Nm ³ (a 15% de O ₂)	n.d.	Propulsión marina de 3,8 MW
RCS	Diésel	150 mg/Nm ³ (a 15% de O ₂)	n.d.	Central de cogeneración eléctrica de 21 MW
RCS	Combustible ligero	145 mg/Nm ³ (a 15% de O ₂)	n.d.	Central eléctrica de 49 MW

Tabla 6.24: Método principal: adición de agua [148, Euromot, 2002]

Instalación	S % en peso o SO ₂ en el fuelóleo	NO _x (como NO ₂)	Polvo (ISO 9096 o cualquier otro método equivalente de medida), media	Comentarios
Motor de baja velocidad + adición de agua	2% en peso de S HFO	1.540	55	Central eléctrica de 20 MW _e en el Caribe

Nota: Unidades en mg/Nm³ (seco, 15 vol-% de O₂)

6.3.3.5 DESECHOS Y RESIDUOS

Además de los residuos (cenizas) derivados del tratamiento de la combustión y de los gases de combustión y del yeso derivado de la unidad de DGC, la mayoría de los demás desechos y residuos generados por las centrales eléctricas son productos derivados de actividades secundarias, tales como el mantenimiento y el tratamiento del agua. Los residuos asociados con estas actividades secundarias incluyen restos de metal, combustible líquido utilizado, materiales de empaquetar, líquidos utilizados para lavar los compresores y las turbinas de gas, intercambiadores de iones y carbón activo. También se producirán desperdicios domésticos normales.

La Tabla 6.27 y la Tabla 6.28 proporcionan cantidades medias anuales de los residuos generados por las centrales eléctricas convencionales alimentadas por combustible líquido.

Tabla 6.27: Residuos derivados del acondicionamiento del agua bruta
[58, Eurelectric, 2001]

Residuos	Cantidades medias anuales (t/MW)
Residuos de cal derivados de la descarbonización del agua bruta	0
Iones cargados- intercambio de resinas	0,003
Restos de tamizados	0,033
Lechada de hidróxido de hierro	0,937
Lechada de sedimentación	2,056

Tabla 6.28: Residuos derivados del tratamiento del agua residual Eurelectric
[58, Eurelectric, 2001]

Residuos	Cantidades medias anuales (t/MW)
Lechada proveniente del acondicionamiento del agua residual de la DGC	0,371
Residuos derivados de los procesos de tratamiento de residuos	0,19
Lechada de neutralización	0,004
Residuos derivados de las aguas de depuración y escurrido	0,169
Residuos derivados de los separadores	0,293
Sedimentos	2,338

Las Tabla 6.29 y la Tabla 6.32 muestran ejemplos del análisis de las cenizas de fondo y de las cenizas volantes provenientes de centrales de combustión alimentadas con combustibles líquidos.

Tabla 6.29: Análisis de las cenizas de fondo en dos centrales distintas
[192, GTT, 2003]

Parámetro	Unidad	Central A	Central B
Cl	%		<0,01
F	%		<0,001
S	%		0,11
As	mg/kg	8,8	5
B	mg/kg		158,0
Ba	mg/kg		850
Be	mg/kg		1,0
Bi	mg/kg		3,3
Co	mg/kg		44,0
Cr	mg/kg	204,7	127,7
Cu	mg/kg	63,2	92,8
Li	mg/kg		81,0
Mn	mg/kg		582,5
Mo	mg/kg		3,8
Ni	mg/kg	214,9	94,0
Pb	mg/kg	9,9	9,0
Se	mg/kg	0,6	n.n*
Sn	mg/kg		22,7
V	mg/kg	96,6	204,2
Zn	mg/kg	38,9	89,0
TOC (como C)	% C		7,93

*n.n. Por debajo de límites detectables

Tabla 6.30: Análisis de las cenizas volantes en cuatro centrales distintas
[192, GTT, 2003]

Parámetro	Unidad	Central A	Central B	Central C	Central D
Cl	%		<0,1	0,01	0,01
F	%			<0,001	0,005
S	%		<1	0,52	
PCDD/PCDF	ng TEQ/kg		<1		
Ag	mg/kg			0,3	
As	mg/kg	106,0	<50	32,5	75
B	mg/kg			231,0	
Ba	mg/kg			3.170	
Be	mg/kg			8,0	
Cd	µg/kg	740	<500	n.n.	<1.000
Co	mg/kg			81,5	1
Cr	mg/kg	194,9	<400	150,5	321
Cu	mg/kg	88,4	<100	155,5	767
Hg	µg/kg	860	<1.000	<0,2	<1.000
Li	mg/kg			131,0	
Mn	mg/kg			510,0	487
Mo	mg/kg			12,5	
Ni	mg/kg	90,0	<250	197,2	89
Pb	mg/kg	45,2	<100	81,2	45
Sb	mg/kg			n.n.	
Se	mg/kg	2,8		n.n.	
Sn	mg/kg			6,7	
TI	mg/kg		<2	n.n.	
COT (como C)	% C		<8	1,75	
V	mg/kg	263,6		301,1	280
W	mg/kg			2,0	
Zn	mg/kg	236,1	<300	209,5	290
PCDD/PCDF	ng TE/kg		<1	209,5	290

*n.n. Por debajo de límites detectables

La Tabla 6.33 muestra los resultados del análisis de la torta de filtración realizado en tres centrales eléctricas diferentes.

Tabla 6.31: Análisis de la torta de filtración de tres centrales distintas
[192, GTT, 2003]

Parámetro	Unidad	Central A	Central B	Central C
Cl	mg/kg			1,3
F	mg/kg			0,26
TS 40 °C	%	44,3-58,6	57,1 - 66,7	
C	%	13,0-34,9	2,5 - 6,8	
Silicato	%	1,2-4,0	7,5 - 14,2	
Sulfato	%	24,2-43,1	10,0 - 35,7	
Carbonato	%	1,0-3,9	2,7 - 7,8	
Al	%	0,077-1,413	1,78 - 24,33	
As	mg/kg	1-16	16 - 46	41
Ba	%	0,005-0,010	0,029 - 0,093	
Ca	%	14,83-19,52	17,78 - 25,28	
Cd	µg/kg	n.n.	n.n.	4,000
Co	mg/kg	33-99	13 - 35	182
Cr	mg/kg	8-76	25 - 66	93
Cu	mg/kg	16-46	43 - 91	90
Fe	%	0,43-0,90	2,6 - 4,48	
Hg	µg/kg	n.n.*	n.n.*	76
K	%	0,020-0,094	0,31 - 0,64	
Na	%	0,025-0,115	0,14 - 0,32	
Mg	%	3,09-8,22	0,27 - 0,52	
Mn	%	0,014-0,033	0,04 - 0,12	2.200
Mo	mg/kg	2-62	2 - 12	
Ni	%	0,170-0,491	0,002 - 0,006	11.100 (mg/k)
Pb	mg/kg	21-47	25 - 66	103
Sb	mg/kg	10-21	1 - 12	
Sn	mg/kg	n.n.-4	2 - 10	
V	%	0,450-0,794	0,01 - 0,02	34.000 (mg/kg)
Zn	mg/kg	19-425	82 - 342	758

*n.n. Por debajo de límites detectables

6.3.3.6 RESIDUOS DE UNA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

La siguiente tabla muestra, a modo de ejemplo, los resultados de un análisis elemental de una torta de filtración de una prensa de filtración instalada en una planta de tratamiento de aguas residuales correspondiente a una central eléctrica que utiliza un HFO con un contenido medio en azufre del 1,89%. La central está equipada con un sistema de RCS, un PE húmedo y una unidad de DGC húmeda.

Tabla 6.32: Ejemplo del análisis elemental de una torta de filtración de una prensa de filtrado perteneciente a una planta de tratamiento de aguas residuales utilizada en una central eléctrica alimentada con HFO [192, GTT, 2003]

	Estándar del ensayo	Unidad	*	Mínimo	Máximo	Media
Sustancia seca 105 °C	OeN G 1,074	%		43,4	64,3	50,7
Carbono	OeN G 1,072	% C	<15	14,6	28,7	21,2
Silicato	gravimétrico	% SiO ₂	<40	2,1	4,1	3,0
Sulfato	DIN 38.405-D19	% SO ₄	<65	21,6	51,2	37,7
Dióxido de carbono	OeN G 1,072	% CO ₂		0,6	10,6	3,7
Aluminio	DIN 38.406-E22	% Al	<10	0,188	0,390	0,298
Arsénico	DIN 38.406-E22	ppm As	<30	11	36	22
Bario	DIN 38.406-E22	% Ba	<0,2	0,007	0,016	0,010
Berilio	DIN 38.406-E22	ppb Be	<10	n.d.	n.d.	n.d.
Calcio	DIN 38.406-E22	% Ca	<30	9,79	14,07	11,77
Cadmio	DIN 38.406-E22	ppb Cd	<10	n.d.	n.d.	n.d.
Cobalto	DIN 38.406-E22	ppm Co	<30	29	74	53
Cromo	DIN 38.406-E22	ppm Cr	<200	11	41	20
Cobre	DIN 38.406-E22	ppm Cu	<100	12	46	27
Hierro	DIN 38.406-E22	% Fe	<10	0,65	1,74	0,98
Mercurio	OeN ISO 5.666	ppb Hg	<10	n.d.	n.d.	n.d.
Potasio	DIN 38.406-E22	% K	Σ <1	0,015	0,054	0,033
Sodio	DIN 38.406-E22	% Na		0,027	0,127	0,057

Tabla 6.32: Ejemplo del análisis elemental de una torta de filtración de una prensa de filtrado perteneciente a una planta de tratamiento de aguas residuales utilizada en una central eléctrica alimentada con HFO [192, GTT, 2003] (continuación)

	Estándar del ensayo	Unidad	*	Mínimo	Máximo	Media
Magnesio	DIN 38.406-E22	% Mg	<10	5,15	8,53	6,35
Manganeso	DIN 38.406-E22	% Mn	<,5	0,026	0,061	0,038
Molibdeno	DIN 38.406-E22	ppm Mo	<100	30	96	55
Níquel	DIN 38.406-E22	% Ni	<0,5	0,106	0,448	0,262
Plomo	DIN 38.406-E22	ppm Pb	<500	23	109	54
Antimonio	DIN 38.406-E22	ppm Sb	<30	2	37	20
Plata	DIN 38.406-E22	% Ag		n.d.	n.d.	n.d.
Estaño	DIN 38.406-E22	ppm Sn	<500	n.d.	7	1
Talio	DIN 38.406-E22	ppb Tl	<10	n.d.	n.d.	n.d.
Vanadio	DIN 38.406-E22	% V	<2	0,045	0,989	0,561
Zinc	DIN 38.406-E22	ppm Zn	<1.000	94	282	170

Nota: * Experimento operacional (valores guía)

Combustible: HFO (valor medio de S 1,89%)

6.4 Técnicas a tener en cuenta en la determinación de las MTD para la combustión de combustibles líquidos

Este apartado presenta las técnicas que se han analizado a la hora de determinar las MTD para evitar o reducir las emisiones de la combustión de combustibles líquidos y las medidas a tomar para aumentar la eficiencia térmica. Todas ellas se encuentran comercialmente disponibles en la actualidad. En este apartado, las técnicas que hay que tener en cuenta sólo se describen de una forma general, pero la mayoría de las técnicas y descripciones más detalladas se presentan en el capítulo 3 y algunos ejemplos técnicos se proporcionan en el apartado 6.2 para demostrar en detalle el rendimiento ambiental de estas técnicas cuando se aplican en una situación real. En principio, las técnicas generales descritas en el capítulo 3 también son aplicables en gran medida a la combustión de combustibles líquidos y, en general, deberían contemplarse también como técnicas a tener en cuenta en la determinación de las MTD. Para obtener descripciones más detalladas consulte el capítulo 3.

Para evitar las repeticiones en este documento, se puede consultar información más detallada en el apartado 3.15.1 sobre las MTD para los sistemas de gestión ambiental.

6.4.1 Técnicas para la descarga, almacenamiento y manipulación del combustible líquido y los aditivos

Tabla 6.33: Técnicas para la descarga, almacenamiento y manipulación del combustible líquido y los aditivos

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Moder-nizadas				
Tanques agrupados dentro de un cubeto de retención	Disminuye el riesgo de contaminación del agua y del suelo	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	El cubeto de retención se debe diseñar para almacenar todo o parte del volumen (75% de la capacidad máxima de todos los tanques pero, al menos, el volumen máximo del tanque de mayor tamaño)
Sistemas de control automático para impedir el sobrellenado de los tanques de almacenamiento.	Se disminuye el riesgo de contaminación del agua y del suelo	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	
Tubería de doble pared con control automático de espaciado para las tuberías subterráneas	Se disminuye el riesgo de contaminación del agua y del suelo	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	
Comprobaciones regulares de las instalaciones de almacenamiento y de las tuberías	Se disminuye el riesgo de contaminación del agua y del suelo	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	
Almacenamiento cerrado de cal/caliza en silos con disminución del polvo	Reducción de las emisiones de partículas finas	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	

Tabla 6.33: Técnicas para la descarga, almacenamiento y manipulación del combustible líquido y los aditivos
(*continuación*)

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Superficies selladas con sistemas de drenaje (incluyendo depósito para separación de aceite)	Prevención de la contaminación del suelo y de las aguas subterráneas	Posible	Posible	Alta	Ninguno	Coste correspondiente al tratamiento del agua residual	El agua recogida debe ser tratada para evitar la contaminación hídrica por el combustible o por el aceite lubricante
Almacenamiento del amoniaco como una disolución amoniaco-agua	Mayor seguridad	Posible	Posible	Alta	Menos riesgos de almacenamiento que en el caso de almacenar únicamente amoniaco líquido presurizado	No disponible	

6.4.2 Técnicas para aumentar el rendimiento de las calderas alimentadas por combustible líquido

Tabla 6.34: Técnicas para aumentar el rendimiento de las calderas alimentadas por combustible líquido

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Moderнизadas				
Ciclo de combustión							
Cogeneración de calor y electricidad	Aumento del rendimiento	Posible	Muy limitada	Alta			
Cambio de los álabes de la turbina	Aumento del rendimiento	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	Los álabes de la turbina de vapor se pueden cambiar por álabes tridimensionales durante los intervalos regulares de mantenimiento
Empleo de materiales avanzados para alcanzar parámetros de vapor elevados	Aumento del rendimiento	Posible	Imposible	Puesto en práctica en centrales nuevas	Ninguno	No disponible	El empleo de materiales avanzados permite presiones de vapor de hasta 300 bar y temperaturas de vapor de hasta 600 °C
Parámetros de vapor supercríticos	Aumento del rendimiento	Posible	Imposible	Puesto en práctica en centrales nuevas	Ninguno	No disponible	
Doble recalentamiento	Aumento del rendimiento	Posible	Muy limitada	Puesto en práctica principalmente en centrales nuevas	Ninguno	No disponible	
Calefacción mediante agua de alimentación regenerativa	Aumento del rendimiento	Posible	Posible en ocasiones	Puesto en práctica en centrales nuevas y en algunas antiguas	Ninguno	No disponible	Las nuevas centrales utilizan hasta 10 etapas con las que se alcanza una temperatura de agua de alimentación cercana a 300 °C

Tabla 6.34: Técnicas para aumentar el rendimiento de las calderas alimentadas por combustible líquido
(*continuación*)

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Moderizadas				
Control informático avanzado de las condiciones de combustión para la reducción de las emisiones y mejora del rendimiento de la caldera	Aumento del rendimiento de la caldera	Posible	Posible	Alta	Ninguno	Depende de la central	
Optimización energética del equipo central							
Reducción del exceso de aire	Aumento del rendimiento y disminución de las emisiones de NO _x y N ₂ O	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	
Disminución de las temperaturas de los gases de salida	Aumento del rendimiento	Posible	Posible	Alta		No disponible	
Concentración baja de CO en los gases de combustión	Aumento del rendimiento	Posible	Posible	Alta	Una disminución en las emisiones de NO _x provoca unos niveles superiores de CO	No disponible	Hay que optimizar las emisiones de NO _x y CO
Acumulación de calor (almacenamiento de calor)		Posible	Posible			No disponible	Aumenta la energía generada con el modo de cogeneración

Tabla 6.35: Técnicas para aumentar el rendimiento de las calderas alimentadas por combustible líquido (continuación de la Tabla 6.28)

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Limpieza y vertido de los gases de combustión							
Vertido de la torre de refrigeración	No se necesita recalentar los gases de combustión tras el paso por la central de DGC	Posible	Posible	Alta	No se necesita una chimenea	Construir y mantener una chimenea no supone un coste adicional	
Sistema de refrigeración							
Distintas técnicas							Véase BREF sobre refrigeración

6.4.3 Técnicas para la prevención y control de las emisiones de polvo y materiales pesados

Tabla 6.36: Técnicas para la prevención y control de las emisiones de polvo y materiales pesados

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Gas natural o combustible líquido con bajo contenido en ceniza o azufre	Reducción de emisiones de partículas y SO ₂	Posible	Posible	Alta	Ninguno		
PE	Reducción de partículas y metales pesados	Posible	Posible	Alta	Ninguno		Los PE se utilizan a menudo en calderas. Los métodos secundarios de reducción de partículas son nuevos para los motores diésel, el primer PE comercial se está instalando
Filtro de tela	Reducción de emisiones de partículas, en particular polvo fino (PM2.5 y PM10) y metales pesados	Posible	Posible	Alta	Ninguno		El FT es menos importante que el PE debido al elevado riesgo de incendio, que se puede reducir si se aplica el FT en combinación con DGC
Filtro de partículas para motores alimentados por combustible líquido	Reducción de emisiones de partículas, especialmente, partículas de hollín	Posible		Limitado			En la actualidad se encuentran en desarrollo dispositivos secundarios de limpieza de partículas para grandes motores diésel
Aditivos de combustión	Reducción de polvo en origen	Posible	Posible	Alta		1% a 3% del precio del combustible	
Fuelóleo bajo en asfalto	Reducción de las emisiones de polvo en origen	Posible	Posible			Menos del 10% del precio del combustible	Si se encuentra disponible, dependerá del proceso de refinado.

6.4.4 Técnicas para la prevención y control de las emisiones de SO₂

 Tabla 6.37: Técnicas (medidas primarias) para la prevención y control de las emisiones de SO₂

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Empleo de fuelóleo de bajo contenido en azufre	Reducción de las emisiones de SO ₂ en origen	Posible	Posible	Alta		Depende del tipo y de la calidad del fuelóleo	
Cocombustión de combustible líquido y gas	Reducción de las emisiones de SO ₂ en origen	Posible	Posible	Alta	Se disminuyen simultáneamente las emisiones de NO _x y CO ₂	Depende de las diferencias de precio del combustible	Puede ayudar en la optimización del consumo energético
Combustión en lecho fluidizado (CLF)	Reducción de las emisiones de SO ₂ dentro de la caldera	Posible	Imposible	Buena	Se disminuyen simultáneamente las emisiones de NO _x		Válido para la combustión con combustible sólido

Tabla 6.38: Técnicas (medidas secundarias) para la prevención y control de las emisiones de SO₂

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Moderadas				
Lavador húmedo de cal/caliza con producción de yeso	Reducción de las emisiones de SO ₂ y polvo	Possible pero poco aplicado en centrales con una potencia inferior a 100 MW _{th}	Possible	Alta	Debido al empleo de cal, las emisiones de As, Cd, Pb y Zn pueden ser ligeramente superiores. Emisiones al agua. Formación de penachos en la salida de la chimenea si no se recalientan los gases residuales.	Depende de la planta	Debido a los elevados costes del proceso de depuración húmeda, esta técnica es la solución más económica sólo para plantas de mayor tamaño. Los lavadores húmedos existentes se podrán mejorar optimizando el patrón del flujo en el amortiguador
Lavador de agua de mar	Reducción de las emisiones de SO ₂ y polvo	Possible	Possible	Alta	Existe una cierta tendencia a reducir los niveles de pH en las proximidades del vertido de agua y la emisión de metales pesados y cenizas restantes al medio ambiente marino	Depende de la planta	El empleo de un lavador de agua de mar depende en gran medida de la situación específica debido al impacto de la contaminación sobre el medio ambiente marino
Otros tipos de lavadores húmedos	Reducción de SO ₂	Possible pero raramente aplicado en centrales nuevas	Depende de cada central	Muy limitada	Depende de la técnica	No disponible	La reducción de otros contaminantes depende de la técnica específica
Lavador seco por aspersión	Reducción de las emisiones de SO ₂	Possible	Possible	Alta	Residuos que hay que verter de forma controlada	Depende de la planta	En primer lugar, los lavadores secos por atomización producen polvo, sólo reducen las emisiones de polvo si se combinan con otros sistemas eficaces de eliminación de partículas (filtros de tela, precipitadores electrostáticos)

Tabla 6.38: Técnicas (medidas secundarias) para la prevención y control de las emisiones de SO₂ (continuación)

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Otros	Reducción de SO ₂ , y con técnicas combinadas también se consigue una reducción de NO _x	Posible pero se aplica en raras ocasiones en plantas nuevas	Depende de la central	Muy limitada		No disponible	La reducción de los demás contaminantes dependerá de la técnica en concreto

6.4.5 Técnicas para la prevención y control de las emisiones de NO_x y N₂O

Tabla 6.39: Técnicas para la prevención y control de las emisiones de NO_x y N₂O

Técnica	Beneficios ambientales		Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
	Centrales nuevas	Modernizadas	Centrales nuevas	Modernizadas				
Medidas primarias para calderas y generadores de calor								
Reducción del exceso de aire	Reducción de las emisiones de NO _x , CO, HC y N ₂ O, aumento del rendimiento	Posible	Posible	Posible	Alta		Depende de la planta	Sólo para calderas y generadores de calor
Aire por etapas (OFA)		Posible	Posible	Posible	Alta		Depende de la planta	Sólo para calderas y generadores de calor
Recirculación de los gases de combustión		Posible	Posible	Posible	Alta		Depende de la planta	Sólo para calderas y generadores de calor
Quemadores de bajas emisiones de NO _x (avance en la segunda y tercera generación de los quemadores de bajas emisiones de NO _x)	Reducción de NO _x	Posible	Posible	Posible	Alta	Tendencia a combustiones incompletas		Sólo para calderas y generadores de calor. Las plantas más antiguas pueden tener problemas en función de la longitud de la llama de los quemadores modernos de bajas emisiones de NO _x
Recombustión	Reducción de NO _x	Posible	Posible	Posible	Alta		Depende de la planta	Sólo para calderas
Medidas primarias para motores y turbinas de gas								
Modificaciones del motor (apartado 6.1.10.3.3)	Reducción de NO _x	Posible	Imposible	Alta	Alta		Depende de la planta	Sólo para motores
Inyección directa de vapor	Reducción de NO _x	Posible	Posible	Alta	Alta	Aumento en el consumo de combustible		Sólo para motores diésel y turbinas de gas

Tabla 6.39: Técnicas para la prevención y control de las emisiones de NO_x y N_2O (continuación)

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Inyección directa de agua	Reducción de NO_x	Posible	Posible	Limitado	Aumento en el consumo de combustible		Sólo para motores diésel y turbinas de gas
Inyección de emulsión de agua/combustible o aire húmedo	Reducción de NO_x	Posible	Posible	Limitado			Sólo para motores diésel y turbinas de gas
Medidas secundarias							
Reducción no catalítica selectiva (RNCS)	Reducción de NO_x , pero el factor de reducción es muy inferior que con RCS	Posible	Posible	Alta	Escape de amoniaco y formación de sales de sulfato de amonio	Depende de la planta	Sólo para calderas y generadores de calor
Reducción catalítica selectiva (RCS)	Reducción de NO_x	Posible	Posible	Alta	Escape de amoniaco	Depende de la planta	Para calderas, generadores de calor y motores alimentados diésel, así como con HFO
Técnicas combinadas	Reducción de NO_x y SO_2	Posible	Limitado	Limitado		No disponible	Las técnicas combinadas sólo cuentan en la actualidad con una cuota reducida de mercado si se las compara con las técnicas de RCS

6.4.6 Técnicas para la prevención y control de la contaminación del agua

Tabla 6.40: Técnicas para la prevención y control de la contaminación del agua

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
DGC húmeda							
Tratamiento del agua por floculación o sedimentación	Eliminación de fluoruros, metales pesados, DQO y partículas	Posible	Posible	Alta	Se puede añadir lodos al carbón internamente y en la DGC, o como material de relleno en la industria de la minería	Depende de la planta	
Reducción del amoníaco por separación, precipitación o biodegradación	Reducción del contenido en amoníaco	Sólo se puede aplicar si el contenido en amoníaco de las aguas residuales es elevado debido al empleo de los sistemas de RCS/RNCS antes de la DGC		Alta		Depende de la planta	
Funcionamiento en bucle cerrado	Disminución del vertido de aguas residuales	Posible	Posible	Alta		Depende de la planta	
Regeneración de los desmineralizadores y pulidores de condensado							
Neutralización y sedimentación	Disminución del vertido de aguas residuales	Posible	Posible	Alta	Hay que deshidratar los lodos que hay que eliminar	Depende de la planta	
Decantación							
Neutralización		Sólo con operación alcalina		Alta	Depende de la planta		

Tabla 6.40: Técnicas para la prevención y control de la contaminación del agua (*continuación*)

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Lavado de calderas, precalentadores de aire y precipitadores							
Neutralización y funcionamiento en bucle cerrado, o sustitución por métodos de limpieza en seco	Disminución del vertido de aguas residuales	Posible	Posible	Alta		Depende de la planta	
Escorrentía superficial							
Sedimentaciones o tratamiento químico y reutilización interna	Disminución del vertido de aguas residuales	Posible	Posible	Alta		Depende de la planta	
Uso de sistemas de recogida de combustible líquido	Menor riesgo de contaminación de agua y suelo	Posible	Posible	Alta			

6.5 Mejores técnicas disponibles (MTD) para la combustión de combustibles líquidos

Para entender este apartado es importante haber leído el prefacio del documento y, en particular, el quinto apartado: «Cómo entender y utilizar el presente documento». Las técnicas y los consiguientes niveles o variación de niveles de emisión o consumo que se incluyen en este apartado se han evaluado mediante un proceso iterativo con especial atención a los siguientes puntos:

- determinar las principales cuestiones ambientales del sector: las emisiones a la atmósfera y el agua, la eficiencia térmica y los residuos de combustión;
- estudiar las técnicas más relevantes para combatir estas cuestiones;
- determinar los mejores niveles de rendimiento ambiental según la información disponible recabada en la UE y en todo el mundo;
- analizar las condiciones que permiten alcanzar estos niveles de rendimiento, como los costes, los efectos cruzados o los motivos principales para la aplicación de estas técnicas;
- seleccionar las mejores técnicas disponibles (MTD) y determinar los resultantes niveles de emisión o consumo del sector en general, de acuerdo con el apartado 11 del artículo 2 y el anexo IV de la Directiva.

La opinión experta de la Oficina Europea para la Prevención y el Control Integrados de la Contaminación (IPPC) y del grupo de trabajo técnico pertinente han contribuido en gran manera en los puntos anteriores y en la información que se presenta en este apartado.

De acuerdo con este análisis, las técnicas y, en la medida de lo posible, los niveles de emisión y de consumo relacionados con el uso de las MTD que se presentan en este apartado se consideran adecuadas para el sector en su conjunto, y en muchos casos reflejan el rendimiento actual de algunas instalaciones del sector. Los niveles de emisión o de consumo, asociados a las MTD, deben entenderse como niveles que representan el rendimiento ambiental que se podría obtener como resultado de la aplicación, en este sector, de las técnicas descritas en el documento, teniendo en cuenta el equilibrio entre costes y ventajas que se incluye en la definición de MTD. Sin embargo, no se trata de niveles límite de emisión ni de consumo y no deberían interpretarse como tales. En algunos casos, puede resultar técnicamente posible conseguir unos niveles mejores de emisión o consumo pero, debido a los costes que acarrea el sistema necesario o a los efectos cruzados de la técnica, no se consideran MTD para el sector en su conjunto. No obstante, estos niveles podrían estar justificados en casos más específicos y con motivos especiales.

Los niveles de emisión y consumo asociados con el uso de las MTD deben contemplarse globalmente, con cualquier condición de referencia (por ejemplo, periodos medios).

El concepto «niveles asociados con el uso de las MTD» que se describe en los párrafos anteriores se debe distinguir del concepto «niveles que se pueden conseguir» utilizando una técnica o una combinación de técnicas determinadas, que hace referencia a los niveles que se prevé obtener durante un periodo de tiempo considerable en una instalación que disponga del mantenimiento apropiado y se explote adecuadamente o en procesos que empleen dichas técnicas.

Cuando hay información disponible sobre los costes, los datos se presentan junto con la descripción de las técnicas descritas en apartados anteriores y, de esta forma, se puede obtener una idea general de la magnitud de los costes que comporta cada técnica. Sin embargo, la inversión real necesaria para aplicar una técnica dependerá en gran medida de factores específicos relacionados, por ejemplo, con los impuestos, las tasas y las características técnicas relativas a cada instalación. Estos factores varían según el caso y no se pueden evaluar por completo en este documento. Si no hay información disponible sobre los costes, las conclusiones sobre la viabilidad económica de las técnicas se extraen a partir de la observación de instalaciones existentes.

Las MTD generales que se incluyen en este apartado pretenden servir de punto de referencia para evaluar el funcionamiento actual de una central existente o sopesar una propuesta para una instalación nueva y, con ello, contribuir a determinar las condiciones adecuadas según las MTD para la instalación o bien a establecer normas vinculantes generales con arreglo al apartado 8 del artículo 9. Es posible que las nuevas instalaciones se puedan diseñar de manera que el rendimiento obtenido sea igual o mejor que los niveles descritos como MTD. Asimismo, las instalaciones existentes deberían acercarse a los niveles asociados con las MDT o mejorarlos, según la aplicabilidad técnica y económica de las técnicas en cada caso en particular.

Los documentos BREF no son estándares legalmente vinculantes, pero, sin embargo, representan una manera de proporcionar información orientativa para la industria, los Estados miembros y el público en general sobre los niveles de emisión y consumo que se pueden conseguir si se utilizan unas técnicas concretas. Los valores límite adecuados para cada caso específico se deberán establecer tomando en consideración los objetivos de la Directiva IPPC y los factores locales.

Para evitar las repeticiones en este documento, se puede consultar información más detallada en el apartado 3.15.1 sobre las MTD para los sistemas de gestión ambiental.

6.5.1 Descarga almacenamiento y manipulación de combustibles líquidos y los aditivos

En la Tabla 6.41 se resumen las MTD para prevenir emisiones debidas a operaciones de descarga, almacenamiento y manipulación de combustibles líquidos, pero también para aditivos tales como cal, caliza, amoníaco, etc.

Tabla 6.41: MTD para la descarga, almacenamiento y manipulación de combustibles líquidos y aditivos

Material	Contaminante	MTD (lista no exhaustiva)
Combustible líquido	Contaminación hídrica	<ul style="list-style-type: none"> • empleo de sistemas de almacenamiento de combustibles líquidos que estén almacenados en cubetos de contención impermeables que puedan contener el 50%-75% de la capacidad máxima de todos los tanques o, al menos, el volumen máximo del tanque de mayor tamaño. Las áreas de almacenamiento se deben diseñar de tal forma que las fugas de combustible que se produzcan en la parte superior de los tanques y de los sistemas de distribución sean interceptadas y retenidas en el cubeto. Debe existir un sistema de control que indique el contenido de los tanques y que esté provisto de alarmas. El uso de sistemas de control automáticos y de distribución planificada se puede aplicar para prevenir el sobrellenado de los tanques de almacenamiento • las tuberías deberán estar situadas en áreas abiertas y seguras sobre la superficie, de tal forma que las fugas se puedan detectar con rapidez y se pueda evitar el daño de vehículos y de otros equipos. Si se utilizan tuberías enterradas se deberá documentar su ubicación y se deberán adoptar sistemas de excavación seguros y marcados. Para las tuberías subterráneas, las MTD están basadas en tuberías de doble pared con control automático del espaciado y de construcción especial (tuberías de acero, conexiones soldadas y sin válvulas en secciones subterráneas) • Se deberá recoger y tratar (antes de su vertido) la escorrentía superficial (agua de lluvia) que pueda verse contaminada por cualquier derrame de combustible debido al almacenamiento la manipulación.
Cal y Caliza		<ul style="list-style-type: none"> • hay que diseñar correctamente los transportadores cerrados, sistemas de transferencia neumática y silos, además de dotarlos de sistemas robustos de extracción y equipos de filtrado en los puntos de transferencia del transportador o de la distribución para impedir la emisión de polvo.
Amoníaco puro licuado	Riesgos para la salud y la seguridad relacionados con la manipulación de amoníaco	<ul style="list-style-type: none"> • para la manipulación y almacenamiento de amoníaco puro licuado: los depósitos presurizados de amoníaco puro licuado de más de 100 m³ de capacidad se deben construir con doble pared y se deberán enterrar; los depósitos de capacidad igual o inferior a 100 m³ deberán fabricarse con técnicas de recocido • desde el punto de vista de la seguridad, el uso de una solución acuosa de amoníaco resulta menos arriesgado que el almacenamiento y la manipulación de amoníaco puro licuado.

6.5.2 Tratamiento previo de combustibles líquidos utilizados en motores y en turbinas de gas

Para el gasóleo utilizado como combustible en turbinas de gas y en motores, se consideran MTD las plantas de tratamiento previo del combustible, que constan de unidades de limpieza del gasóleo de tipo centrífugo autolimpiable o de tipo electrostático. Para fuelóleos pesados (HFO) la central de tratamiento de combustibles consta de calentadores para calentar el HFO (tipo eléctrico o serpentín de vapor); sistemas dosificadores desemulsionantes, para descomponer la emulsión de combustible líquido; separadores (tipo centrífugo o electrostático), para eliminar las impurezas sólidas, y sistemas de dosificación aditiva, para aumentar el punto de fusión de los productos de la oxidación del vanadio. Para más información consulte las medidas descritas en los apartados 6.1.2.2 y 6.1.2.3 del presente documento.

6.5.3 MTD para calderas alimentadas por combustible líquido

6.5.3.1 EFICIENCIA TÉRMICA

Para reducir los gases de efecto invernadero, en particular las emisiones de CO₂ producidas por las centrales de combustión alimentadas con combustible líquido, las mejores opciones disponibles, desde el punto de vista actual, son las técnicas y medidas operacionales tendentes a aumentar la eficiencia térmica. A estas medidas habrá que añadir la aplicación de sistemas de control informáticos avanzados para controlar las condiciones de combustión para maximizar el rendimiento de la caldera y minimizar las emisiones. Las medidas secundarias de captura y eliminación del CO₂, descritas en el anexo 10.2 del presente documento, se encuentran en una etapa de desarrollo muy preliminar. Estas técnicas pueden estar disponibles en el futuro pero, por el momento, no se pueden considerar como MTD.

En el caso de las centrales eléctricas por condensación, la eficiencia energética está relacionada con el consumo específico de calor (energía de entrada del combustible /salida de energía en el límite de la central eléctrica) y con el rendimiento de la central eléctrica que, en este caso, se debe contemplar como lo contrario del consumo específico, es decir, el porcentaje de la energía producida/energía de entrada del combustible. La energía del combustible se mide como el poder calorífico inferior. Aplicando las medidas enumeradas en el apartado 6.4.2 para mejorar la eficiencia térmica, como el doble recalentamiento y el empleo de materiales más avanzados para altas temperaturas, las centrales eléctricas de condensación alimentadas con combustible líquido pueden alcanzar rendimientos comparables con las centrales alimentadas con antracita.

La cogeneración de calor y electricidad es uno de los medios técnica y económicamente más eficaces para aumentar la eficiencia energética de un sistema de pro-

ducción de electricidad. Por lo tanto, la cogeneración se considera como la MTD más importante para reducir la cantidad de CO_2 emitida a la atmósfera por unidad de energía generada. La cogeneración debe contemplarse como una aspiración para cualquier central eléctrica de nueva construcción, siempre y cuando sea económicamente factible, es decir, siempre que la demanda local de calor sea lo suficientemente elevada como para garantizar la construcción de una central de cogeneración más cara en lugar de una central de calor o de electricidad más simple. Como la demanda de calor varía en función de la época del año, las centrales de cogeneración necesitan ser muy flexibles en la proporción de calor/electricidad que se pueda suministrar. También deberán tener unos elevados rendimientos para el funcionamiento a carga parcial.

Se considera que el rendimiento exergético (consulte también el apartado 2.7.5) asociado con el funcionamiento de una central de cogeneración en condiciones de MTD es del 45% – 55%, lo cual es igual a un consumo específico de calor en el rango de 1,3 – 1,1 y a una eficiencia energética (combustible) de 75% – 90%, en función de la aplicación específica de la central.

Hay que tener en cuenta que estos niveles de MTD no se pueden alcanzar en todas las condiciones de funcionamiento. La eficiencia energética es mayor en el momento en que se diseña la central. Las eficiencias energéticas reales a lo largo del periodo operacional de las centrales pueden ser inferiores debido a los cambios en la carga durante su funcionamiento, la calidad del combustible, etc. La eficiencia energética también depende del sistema de refrigeración de la central eléctrica, de su ubicación geográfica (consulte la Tabla 2.3) y del consumo energético del sistema de limpieza de los gases de combustión.

En las centrales alimentadas con combustible líquido se pueden aplicar ciertas mejoras y técnicas de repotenciación para optimizar la eficiencia térmica. Habrá que tener en cuenta las medidas técnicas descritas en el apartado 2.7.9 como parte de las opciones de las MTD para mejorar el rendimiento de las centrales existentes. También se considera MTD el empleo de sistemas de control informatizados avanzados para lograr un elevado rendimiento de la caldera con condiciones optimizadas de combustión que permitan la reducción de las emisiones.

En general, también habrá que tener en cuenta las siguientes medidas para aumentar el rendimiento:

- combustión: minimizar la pérdida de calor debida a los gases no quemados y a la presencia de elementos en los residuos sólidos y en los residuos de la combustión;
- obtener los mayores valores posibles para la presión y temperatura del vapor de trabajo. Volver a sobrecalentar el vapor para aumentar el rendimiento eléctrico neto;

- lograr la mayor caída de presión posible en el extremo de baja presión de la turbina de vapor mediante una temperatura del agua de refrigeración lo más baja posible (refrigeración por agua fría);
- minimizar la pérdida de calor en los gases de combustión (utilización del calor residual o la calefacción de distrito);
- minimizar la pérdida de calor por conducción y radiación utilizando aislamiento;
- minimizar el consumo interno de energía tomando las medidas adecuadas (por ejemplo, impidiendo la formación de escorias en el evaporador, un mayor rendimiento de la bomba de alimentación de agua, etc.);
- precalentar el agua de alimentación de la caldera con el vapor;
- mejorar la geometría de los álabes de las turbinas.

6.5.3.2 EMISIONES DE POLVO Y METALES PESADOS

Para eliminar el polvo de los gases emitidos por las centrales de combustión de combustible líquido nuevas y antiguas, la MTD es el empleo de un precipitador electrostático (PE) o un filtro de tela (FT). Los ciclones y los colectores mecánicos por sí solos no son MTD, sino que se pueden usar como una etapa de prelimpieza en la ruta de los gases de combustión.

Los combustibles líquidos, especialmente el HFO, contienen normalmente metales pesados, en particular vanadio y níquel. La mayoría de los metales pesados se evaporan en el proceso de combustión y se condensan posteriormente sobre la superficie de las partículas (por ejemplo, cenizas volantes). Por lo tanto, el PE es la técnica utilizada con mayor frecuencia para eliminar el polvo de los gases de combustión derivados de la combustión de HFO. El FT también es una técnica que se aplica, pero menos, debido al elevado riesgo de incendio, que se reduce si el FT se aplica en combinación con la DGC. Por lo tanto, las MTD para reducir las emisiones de polvo y metales pesados son el uso de PE de elevado rendimiento (tasa de reducción > 99,5%) o, teniendo en cuenta el punto mencionado anteriormente, un filtro de tela (tasa de reducción del >99,95%).

También es una MTD el control periódico de los metales pesados. Se recomienda una periodicidad de entre uno y tres años, dependiendo del tipo del combustible líquido utilizado. Se tiene que supervisar el Hg total y no sólo la parte unida a las partículas.

En lo que se refiere a los niveles asociados de polvo, se tiene en cuenta la necesidad de reducir las partículas finas (PM_{10} y $PM_{2.5}$) y de minimizar la emisión de metales pesados, ya que éstos tienen la tendencia a acumularse sobre todo en las partículas de polvo más finas. Para las centrales de combustión con una potencia superior a los 300 MW_{th} los niveles de polvo son inferiores debido a que el lavador húmedo (DGC), que forma parte de las MTD para desulfuración, también reduce las partículas.

En la Tabla 6.42 se resumen las MTD finales para eliminación de polvo y los niveles de emisión asociados. Los niveles de emisión asociados a las MTD están basados en una media diaria, condiciones estándares y un nivel de O₂ del 3%, y representan una situación de carga habitual. Para cargas extraordinarias, periodos de arranque y de parada, así como para los problemas de funcionamiento asociados con los sistemas de limpieza de los gases de combustión debería tenerse en cuenta que los valores extraordinarios a corto plazo podrían ser más elevados.

Tabla 6.42: MTD para eliminar el polvo de los gases emitidos por las centrales de combustión alimentadas con combustible líquido

Potencia (MW _{th})	Nivel de emisión de polvo (mg/Nm ³)		MTD para alcanzar estos niveles	Supervisión	Campo de aplicación
	Centrales nuevas	Centrales antiguas			
50 – 100	5 – 20 ⁽¹⁾	5 – 30 ⁽²⁾	PE / FT	Continua ^(1,2)	Plantas nuevas y antiguas
100 – 300	5 – 20 ⁽³⁾	5 – 25 ⁽⁴⁾	PE /FT en combinación con DGC (húmeda) (dependiendo del tamaño de la central)	Continua	Plantas nuevas y antiguas
>300	5 – 10 ⁽⁵⁾	5 – 20 ⁽⁶⁾	PE /FT en combinación con DGC (húmeda)	Continua	Plantas nuevas y antiguas

Notas:

PE (precipitador electrostático) FT (filtro de tela) DGC (húmeda) (desulfuración húmeda de los gases de combustión)

1, 2	La industria y un Estado miembro declararon que debían presentarse los niveles de emisión de aquellos casos en los que las emisiones de polvo se controlaran sólo mediante PE sin la aplicación de DGC húmeda. Se propusieron los siguientes niveles:
3, 5	10 – 50 mg/Nm ³ para PE, supervisión periódica
4, 6	nivel superior 30 mg/Nm ³ para PE
1 – 6	nivel superior 50 mg/Nm ³ para PE
3 – 6	50 – 100 mg/Nm ³ para quemadores con atomización de vapor o empleo de aditivos independientemente de cuál sea la capacidad de la central eléctrica existente.
4, 6	La industria reclamaba un nivel superior de 15 mg/Nm ³ para PE o FT en combinación con DGC húmeda.
2	Un Estado miembro propuso que el rango de MTD para las centrales antiguas que tuvieran una capacidad superior a MW _{th} tendría que ser de 10 – 50 mg/Nm ³ , debido a que estos niveles cumplen con los límites de emisión de los Estados miembros.
	Un representante de la industria mencionó que se han alcanzado emisiones de polvo del orden de 50 mg/Nm ³ . Reducir este valor a 30 mg/Nm ³ utilizando filtros de tela o PE para lograr una reducción cercana a las 20 toneladas de polvo por año no supone una MTD.

6.5.3.3 EMISIONES DE SO₂

En general, para las centrales de combustión alimentadas con combustible líquido, se considera MTD el uso de fuelóleo bajo en azufre o la desulfuración del combustible. Sin embargo, el uso de un fuelóleo con un bajo contenido en azufre para centrales con una potencia superior a 100 MW_{th} puede, en la mayoría de los casos, ser contemplado como una medida adicional pero, en general, no es en sí

misma una medida suficiente para reducir el SO_2 . En aquellos lugares donde haya gas natural disponible, también se considera como parte de la MTD la co-combustión de gas y combustible líquido.

Además del empleo de un fuelóleo de bajo contenido en azufre, las técnicas consideradas como MTD son, principalmente, el lavador húmedo (tasa de reducción del 92% - 98%) y la desulfuración mediante lavadores secadores con pulverización (tasa de reducción del 85% - 92%) que en la actualidad representan una cuota de mercado superior al 90% entre todas las técnicas utilizadas para la desulfuración de los gases de combustión. Las técnicas de DGC seca, como la inyección de sorbente seco, se utilizan principalmente para plantas con una potencia térmica inferior a $300 \text{ MW}_{\text{th}}$. El lavador húmedo tiene también la ventaja de reducir las emisiones de HCl, HF, polvo y metales pesados. Las centrales antiguas que han aplicado ya un sistema de DGC húmeda pueden reducir aún más las emisiones de SO_2 optimizando el patrón del flujo en el recipiente de absorción. El proceso de depuración húmeda es una opción cara para centrales de pequeño tamaño y, por lo tanto, no se ha contemplado como una MTD para aquellas centrales que tengan una potencia inferior a $100 \text{ MW}_{\text{th}}$.

También se ha considerado MTD el lavador de agua de mar debido a su elevada fiabilidad y porque se trata de un proceso sencillo que no requiere una manipulación de la lechada y no genera subproductos. Las condiciones locales, tales como las condiciones del agua de mar, flujos de las mareas, el medio ambiente marino (acuático) cercano a la salida del agua del lavador, etc., necesitan examinarse con cuidado para evitar cualquier efecto ambiental o ecológico negativo. Los efectos secundarios pueden ser la reducción del nivel de pH en los alrededores de la central eléctrica, así como el vertido de determinados metales (metales pesados) y de cenizas volantes.

En la Tabla 6.43 se resumen las MTD para la desulfuración aconsejadas y los niveles de emisión asociados. Los niveles de emisión asociados con las MTD están basados en una media diaria, condiciones estándares y un nivel de O_2 del 3%, y representan una situación de carga habitual. Para cargas extraordinarias, periodos de arranque y de parada, así como para los problemas de funcionamiento asociados con los sistemas de limpieza de los gases de combustión deberían tenerse en cuenta que los valores extraordinarios a corto plazo podrían ser más elevados.

Tabla 6.43: MTD para la prevención y el control de dióxido de azufre para las centrales de combustión de combustible líquido

Potencia (MW _{th})	Nivel de emisión de SO ₂ asociado con MTD (mg/Nm ³)		Opciones de MTD para alcanzar estos niveles	Campo de aplicación	Supervisión
	Centrales nuevas	Centrales antiguas			
50 – 100	100 – 350 ⁽¹⁾	100 – 350 ⁽²⁾	Fuelóleo de bajo contenido en azufre cocombustión de gas y combustible líquido DGC (iss) o DGC (sds)	Plantas nuevas y antiguas	Continua
100 – 300	100 – 200 ⁽³⁾	100 – 250 ⁽⁴⁾	Fuelóleo de bajo contenido en azufre cocombustión de gas y combustible líquido y DGC (iss) o DGC (sds) o DGC (húmeda) (dependiendo del tamaño de la central) Depuración con agua de mar; Técnicas combinadas para la reducción de NO _x y SO ₂	Plantas nuevas y antiguas	Continua
>300	50 – 150 ⁽⁵⁾	50 – 200 ⁽⁶⁾	Fuelóleo de bajo contenido en azufre cocombustión de gas y combustible líquido y DGC (húmeda) DGC (sds) Depuración con agua de mar; Técnicas combinadas para la reducción de NO _x y SO ₂	Plantas nuevas y antiguas	Continua

Notas:

DGC (húmeda) (desulfuración húmeda de los gases de combustión)

DGC (sa) (Desulfuración de los gases de combustión utilizando un secador atomizador)

DGC(iss) (Desulfuración de los gases de combustión por inyección de sorbente seco)

1,2	La industria y un Estado miembro propusieron los siguientes niveles:
3, 4, 6	Rango comprendido entre 200 – 850 mg/Nm ³
5	Nivel superior 400 mg/Nm ³
2, 4, 6	Nivel superior 200 mg/Nm ³
2, 4, 6	La industria afirmó que no se podía proporcionar un nivel MTD si se utilizaba un combustible de bajo contenido en azufre. Su justificación estaba basada en que en las GIC alimentadas con combustible líquido, los niveles de emisión de SO ₂ alcanzados utilizando combustibles de bajo contenido en azufre en combinación con DGC habían sido diseñados para optimizar los beneficios ambientales con el elevado coste del combustible y la DGC. El requisito del elevado rendimiento unitario neto tiene que optimizarse en función del coste del combustible, el rendimiento de la técnica de control de emisiones (bajos niveles de emisión) y el consumo de energía (penalización energética). El Estado miembro argumentó que los quemadores de fuelóleo pesado funcionan con un coste de combustible muy elevado. Las técnicas de reducción de SO ₂ y los niveles de emisión asociados tienen que ser razonables a fin de garantizar la viabilidad económica de las centrales, con un análisis muy cuidadoso de los beneficios ambientales frente a todos los costes y los efectos cruzados implicados. Para las centrales antiguas es de la máxima importancia permitir el uso de combustible de bajo contenido en azufre sólo para evitar cualquier disminución en el rendimiento unitario neto.
6	Un Estado miembro propuso que el rango MTD para las centrales antiguas con una potencia superior a los 300 MW debería estar comprendido entre 200 – 400 mg/Nm ³ , debido a que estos niveles cumplen con los límites de emisiones de los Estados miembros.

6.5.3.4 EMISIONES DE NO_x

En general, para las centrales de combustión alimentadas con combustible líquido, la reducción de óxidos de nitrógeno (NO_x) utilizando una combinación de medidas primarias o secundarias tales como RCS se considera MTD. Los compuestos de nitrógeno que son de interés son el óxido de nitrógeno (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO_2), denominados colectivamente como NO_x , y el óxido nitroso (N_2O).

Para las centrales de combustión con una potencia superior a $50 \text{ MW}_{\text{th}}$ y, en particular, para grandes centrales con una potencia superior a $100 \text{ MW}_{\text{th}}$, para reducir las emisiones de NO_x se considera como MTD el uso de medidas primarias en combinación con RCS u otras técnicas de final de línea. Para pequeñas centrales con una potencia inferior a los $50 \text{ MW}_{\text{th}}$, en general no resulta necesario aplicar una RCS, aunque también se puede aplicar.

La viabilidad económica de aplicar un sistema de RCS a una caldera antigua es principalmente una cuestión del tiempo de vida restante esperado para la central, parámetro que no viene marcado únicamente por su edad. El empleo de un sistema de RCS tiene la desventaja de producir escapes de amoníaco. Por lo que respecta a la concentración de amoníaco, se considera como MTD un nivel inferior a 5 mg/Nm^3 y suele estar asociado con el empleo de RCS. Las técnicas combinadas para la reducción de NO_x y SO_2 se describen en el apartado 3.5 como parte de la conclusión sobre MTD, pero habrá que verificar de forma local sus ventajas, desventajas y campo de aplicación.

Para aquellas centrales de combustión que tengan una potencia inferior a $100 \text{ MW}_{\text{th}}$, se considera como MTD el empleo de una combinación de diferentes medidas primarias de reducción de NO_x .

La altura del horno en las centrales más antiguas suele ser pequeña y puede impedir la instalación de puertos de aire de sobrefuego. Incluso, aunque existiera sitio para OFA, el tiempo de residencia de los gases de combustión en la parte superior del horno puede que no fuera lo suficientemente largo como para finalizar la combustión. En las calderas que fueron construidas en aquellos años en los que se tenía ya más información sobre la formación de NO_x , el horno era de mayor tamaño y se lograban niveles inferiores de emisión de NO_x . Los mejores resultados se obtienen cuando la combustión de baja emisión de NO_x se integra en el diseño de la caldera, es decir, en las nuevas instalaciones.

En la Tabla 6.44 se resumen las MTD para la prevención y el control de las emisiones de NO_x y los niveles de emisión asociados. Los niveles de emisión asociados con las MTD están basados en una media diaria, condiciones estándares y un nivel de O_2 del 3%, y representa una situación de carga habitual. Para cargas extraordinarias, periodos de arranque y de parada, así como para los problemas de funcionamiento

asociados con los sistemas de limpieza de los gases de combustión deberían tenerse en cuenta que los valores extraordinarios a corto plazo podrían ser más elevados.

Tabla 6.44: MTD para la prevención y control de emisiones de óxidos de nitrógeno para las centrales de combustión alimentadas con combustible líquido

Potencia (MW _{th})	Nivel de emisión de NO _x asociado con MTD (mg/Nm ³)		Opciones de MTD para alcanzar estos niveles	Campo de aplicación	Supervi- sión
	Centrales nuevas	Centrales antiguas			
50 - 100	150 – 300 ⁽¹⁾	150 – 450	Combinación de MP (como aire y combustión por etapas, quemador de bajas emisiones de NO _x , etc.); Para combustión de LFO con emisiones de NO _x <300 mg/Nm ³ Para combustión de HFO con un contenido máx. de 0,2% de N en fuelóleo, emisiones de NO _x <360 mg/Nm ³ Para combustión de HFO con un contenido máx. de 0,3% de N en fuelóleo, emisiones de NO _x <450 mg/Nm ³ RCS; RNCS en el caso de combustión de HFO	Plantas nuevas y antiguas	Continua ⁽⁶⁾
100 - 300	50 – 150 ⁽²⁾	50 – 200 ⁽³⁾	Combinación de MP (como aire y combustión por etapas, quemador de bajas emisiones de NO _x , etc.), en combinación con RNCS, RCS o técnicas combinadas	Plantas nuevas y antiguas	Continua
>300	50 – 100 ⁽⁴⁾	50 – 150 ⁽⁵⁾	Combinación de MP (como aire y combustión por etapas, quemador de bajas emisiones de NO _x , etc.), en combinación con RCS o técnicas combinadas	Plantas nuevas y antiguas	Continua
1, 5 2, 4 3 6 5 1	<p>La industria y un Estado miembro propusieron los siguientes niveles</p> <p>Nivel superior 400 mg/Nm³</p> <p>Nivel superior 200 mg/Nm³</p> <p>Nivel superior 450 mg/Nm³</p> <p>La industria reclamó que quería cambiar la supervisión «continua» por «periódica» La justificación aportada por las centrales existentes es que los nuevos valores propuestos permitían que las centrales eléctricas utilizaran fuelóleo pesado con altos contenidos en N utilizando únicamente las medidas primarias de disminución de NO_x</p> <p>Un Estado miembro propuso que el rango de MTD fuera de 100 – 400 mg/Nm³ para las centrales antiguas con una potencia instalada superior a 300 MW, debido a que estos niveles cumplen con los límites de emisión de los Estados miembros.</p> <p>Un miembro del GTT propuso reducir el extremo inferior del rango hasta 100 mg/Nm³, porque este valor reflejaba mejor el rendimiento de los sistemas de RCS.</p>				

6.5.3.5 MONÓXIDO DE CARBONO (CO)

La MTD para minimizar las emisiones de CO es que se produzcan combustiones completas, lo que conlleva un buen diseño del horno, el uso de controles de elevadas prestaciones, unas buenas técnicas de control de procesos y el mantenimiento del sistema de combustión. Además de las condiciones de combustión, el empleo de un sistema optimizado para reducir las emisiones de NO_x también mantendrá los niveles de CO entre 30 y 50 mg/Nm³.

6.5.3.6 AMONÍACO (NH₃)

La desventaja asociada con los sistemas de RNCS y RCS es la emisión al aire de amoníaco sin reaccionar (escape de amoníaco). La concentración de la emisión de amoníaco asociada con el uso de MTD se considera por debajo de 5 mg/Nm³. El escape de amoníaco suele ser con frecuencia el factor que limita el empleo de la técnica de RCNS. Para evitar el escape de amoníaco con la técnica de RNCS, en el área del economizador de la caldera se puede instalar una capa de catalizador de RCS, siempre que el nivel de temperatura de los gases de combustión resulte apropiado. Como el catalizador reduce el escape del amoníaco, también reduce la cantidad correspondiente de NO_x.

6.5.3.7 CONTAMINACIÓN DEL AGUA

Las centrales de combustión alimentadas con combustible líquido generan diferentes corrientes de agua residuales (consulte el capítulo 1). Para reducir los vertidos al agua y para evitar la contaminación hídrica, todas las medidas que se han presentado en el apartado 6.4.6 se consideran como MTD.

El peligro de la contaminación por combustible líquido es de una escala completamente distinta cuando se considera el riesgo de accidentes en el transporte o en el almacenamiento del combustible líquido en las centrales eléctricas alimentadas con este tipo de combustible. Sin embargo, estos problemas no son distintos de los riesgos normales asociados con el transporte y almacenamiento del combustible líquido, por lo tanto no existen problemas específicos asociados con las GIC a este respecto.

Es imposible evitar que, ocasionalmente, se viertan pequeñas cantidades de combustible líquido a las corrientes de agua cercanas a una central eléctrica. En general, disponer de pozuelos separadores del combustible líquido será suficiente para evitar cualquier daño ambiental.

La MTD para la desulfuración por depuración húmeda está relacionada con el uso de una planta de tratamiento de aguas residuales. La planta de tratamiento de aguas residuales dispone de diferentes tratamientos químicos para eliminar los metales pesados y para disminuir la cantidad de la materia sólida presente

en el agua. La central de tratamiento incluye el ajuste del pH, la precipitación de metales pesados, la eliminación de la materia sólida y su precipitación del agua residual. Gracias a las modernas tecnologías, se pueden supervisar los siguientes parámetros: pH, conductividad, temperatura, contenido sólido, contenido en cloro, concentraciones de metales pesados (tal como Cd, Hg, As, Cr, Cu, Ni, Zn, V, Pb), concentración del flúor y demanda química de oxígeno (DQO). La calidad del agua residual tras su paso por la planta de tratamiento de aguas residuales varía enormemente en función de la calidad del combustible, el proceso de desulfuración y el vertido del agua residual. En la Tabla 6.45 se resumen los niveles de emisión asociados con el empleo de una planta de tratamiento de aguas residuales que cumpla las MTD.

Tabla 6.45: Niveles de emisión asociados con el uso de una planta de tratamiento de aguas residuales de la DGC considerada MTD, dada como una muestra compuesta representativa tomada durante 24 horas

Vertidos al agua desde la planta de tratamiento de aguas residuales de la DGC húmeda (mg/l)	
DQO	<150
F	1 – 30
Compuestos de nitrógeno	<50
Sólidos	5 – 30
Sulfatos	1.000 – 2.000
Sulfuros	<0,2
Sulfitos	0,5 – 20
Cd	<0,05
Cr	<0,5
Cu	<0,5
Hg	0,01 – 0,02
Ni	<0,5
Pb	<0,1
Zn	<1

En la Tabla 6.46 se resumen las MTD para evitar o para reducir los vertidos al agua.

Tabla 6.46: MTD para el tratamiento del agua residual

Técnica	Principales beneficios ambientales	Campo de aplicación	
		Centrales nuevas	Centrales modernizadas
Para plantas con DGC húmeda			
Tratamiento del agua por floculación, sedimentación, filtración, intercambio iónico y neutralización	Eliminación de fluoruros, metales pesados, DQO y partículas	MTD	MTD
Reducción del amoníaco por separación del aire, precipitación o biodegradación	Se reduce el contenido en amoníaco	MTD sólo si el contenido en amoníaco de las aguas residuales es elevado porque se empleó RCS/RNCS antes de la DGC	
Funcionamiento en bucle cerrado	Disminución del vertido de aguas residuales	MTD	MTD
Regeneración de desmineralizadores y pulidores de condensado			
Neutralización y sedimentación	Disminución del vertido de aguas residuales	MTD	MTD
Decantación			
Neutralización		MTD únicamente en el caso de funcionamiento alcalino	
Lavado de calderas, precalentadores de aire y precipitadores			
Neutralización y funcionamiento en bucle cerrado, o sustitución por métodos de limpieza en seco	Disminución del vertido de aguas residuales	MTD	MTD
Escorrentía superficial			
Sedimentaciones o tratamiento químico y reutilización interna	Disminución del vertido de aguas residuales	MTD	MTD

En general, las otras técnicas descritas en el capítulo 3 para el tratamiento del agua residual también se pueden considerar como MTD para este sector.

6.5.3.8 RESIDUOS DE LA COMBUSTIÓN

La industria ha prestado mucha atención a la reutilización de residuos y subproductos de la combustión, en lugar de depositarlos en vertederos. La utilización y reuso es, por lo tanto, la mejor opción disponible.

Existe un número inmenso de posibilidades para la reutilización de los diferentes subproductos. Cada uso define una serie de criterios específicos en función de la

calidad de la ceniza, etc. Resulta imposible analizar todos estos criterios en este documento de referencia de las MTD, sin embargo, el criterio de calidad suele estar relacionado con las propiedades estructurales del residuo y con el contenido y las propiedades de cualquier sustancia perjudicial presente en él, tal como la ceniza, la solubilidad de los metales pesados, etc.

La ceniza resultante de la combustión de combustible líquido presenta, en particular cuando se utiliza un HFO, un elevado contenido en carbón sin quemar. Por lo tanto, esta ceniza se puede incinerar (en hornos industriales) o se puede volver a inyectar en la cámara de combustión de una caldera que cuente con sistemas de DGC y RCS.

El producto final de la técnica de depuración húmeda es yeso, que es un producto que la central puede comercializar. Se puede vender y emplear en lugar del yeso natural. Prácticamente, la mayor parte del yeso producido en las centrales eléctricas se utiliza en la industria del cartón-yeso. La pureza del yeso limita la cantidad de caliza que puede introducirse en el proceso.

El producto final de los procesos de desulfuración semiseca se utiliza con distintos propósitos en la construcción sustituyendo a los minerales naturales, por ejemplo en la construcción de carreteras, para movimientos de tierra de compostación y campos de almacenamiento, para el llenado de pozos de minas y para excavación de diques en construcción de elementos estancos.

6.5.4 MTD para las turbinas de gas alimentadas con combustible líquido

Para las turbinas de gas alimentadas por combustible líquido tal como LFO o diésel, la inyección de agua o vapor se considera como una MTD para la reducción de las emisiones de NO_x . En la actualidad, también se encuentran disponibles quemadores de premezclas (DLN) con bajas emisiones de NO_x para las turbinas de gas alimentadas por combustible líquido. Estos quemadores DLN se pueden utilizar incluso si se queman en la misma turbina el combustible líquido y el gas natural. Los quemadores DLN son sólo una MTD cuando esta técnica esté disponible para las nuevas turbinas que quemen combustibles líquidos. También se puede emplear un sistema de RCS, pero habrá que analizar la viabilidad económica caso por caso. En el apartado 7.5 del presente documento encontrará más información sobre las turbinas de gas que sólo utilizan combustible líquido (por ejemplo, en los casos en los que de manera temporal no se pueda disponer de combustibles gaseosos).

En general, para las turbinas de gas alimentadas por combustible líquido, se considera como MTD para la reducción de SO_2 el empleo de fuelóleo de bajo contenido en azufre.

6.5.5 MTD para motores alimentados con combustible líquido (diésel)

Normalmente, los gases de combustión de un motor diésel contienen entre un 13% y un 15% en volumen de O_2 y, por lo tanto, los niveles de emisión asociados con el uso de las MTD están basados en un nivel de O_2 del 15% en volumen, como punto de referencia.

Un Estado miembro aportó una visión distinta en relación con la inclusión del motor diésel en este documento, debido a que los motores diésel se utilizan para la generación de electricidad en algunas islas que no están conectadas con la red principal terrestre de distribución. Tales instalaciones, que superan los $50 MW_{th}$ en potencia bruta agregada, se utilizan debido a las características técnicas especiales de los motores diésel, que se adaptan perfectamente a las peculiaridades de las demandas eléctricas de estas islas aisladas. Las instalaciones funcionan únicamente a plena capacidad durante un breve periodo de tiempo cada año, en concreto durante las estaciones turísticas (aproximadamente durante dos meses). Durante el resto del año, las instalaciones funcionan a una pequeña parte de su capacidad (aproximadamente 1/4).

Las características de la demanda de electricidad determinan la configuración de la instalación, es decir, se necesitan muchos motores de pequeño tamaño, ya que la potencia de la unidad mayor sólo puede alcanzar aproximadamente el 10% – 15% de la potencia bruta total. Además, el equipo de generación de electricidad necesita ser muy flexible para poder proporcionar unas puestas en marcha y desconexiones rápidas, además de variaciones muy frecuentes y rápidas de las cargas, cargas parciales y poseer la capacidad de un arranque negro. Estas características son necesarias debido a las enormes variaciones estacionales, e incluso diarias, en la demanda de electricidad y al esfuerzo realizado para poder alcanzar un nivel satisfactorio y simultáneo de rendimiento para ciertas unidades del lote, que deben funcionar a la carga óptima.

Además, también ha aumentado las necesidades de estabilidad de la red aislada debido a una mayor penetración de la generación eólica de electricidad, que ha sido fomentada y promocionada en las islas. Las variaciones en la generación eólica de electricidad tendrán que ser compensadas por el funcionamiento flexible de los motores diésel. Además de todo lo anterior, las restricciones en los combustibles disponibles, así como las dificultades en el suministro de combustible a las islas, hacen que el coste del combustible aumente drásticamente.

6.5.5.1 EFICIENCIA TÉRMICA

Las emisiones de dióxido de carbono (el gas que más contribuye al efecto invernadero) dependen del combustible utilizado y del rendimiento del motor principal. Si se mantiene un elevado rendimiento en las centrales eléctricas con motores alternativos, las emisiones de CO_2 se pueden mantener a un nivel relativamente bajo.

Las centrales eléctricas accionadas por motor son flexibles desde el punto de vista del combustible utilizado y resultan adecuadas para la producción de electricidad y de calor (cogeneración) así como para aplicaciones de carga base mayores. El rendimiento total asociado a las MTD se encuentra comprendido entre el 60% y el 70% en la generación de vapor a baja presión. Con una combustión complementaria (utilizando el contenido en oxígeno de los gases de combustión que salen del motor como el principal aire de combustión en el quemador) se podrá generar de forma eficiente una gran cantidad de vapor a baja o a alta presión. En la producción de agua caliente (la temperatura de salida suele estar en el rango de 80 a 120 °C) se puede contemplar como nivel asociado a las MTD un rendimiento total cercano al 85% con combustible líquido y hasta un 90% con combustible gaseoso. Este rendimiento dependerá en gran medida del porcentaje de energía que se pueda recuperar del agua de refrigeración del motor. Naturalmente, se puede producir agua caliente con una temperatura de hasta 200 °C utilizando la energía encerrada en los gases de combustión y una parte de la energía de refrigeración del motor. Otra ventaja es la elevada eficiencia térmica (bajo consumo de combustible y, como consecuencia, bajas emisiones específicas de CO₂) de los motores. El rendimiento eléctrico asociado a las MTD (en los terminales del alternador) está comprendido entre el 40% y el 45% (dependiendo del tamaño del motor) y su cálculo está basado en el poder calorífico inferior del combustible.

6.5.5.2 EMISIONES DE POLVO Y DE METALES PESADOS

La emisión de partículas está relacionada con el tipo de combustible. Debido a la diferencia de temperatura y al contenido en oxígeno de los gases de combustión del diésel, las propiedades eléctricas de las partículas diésel son diferentes si se las compara con las partículas provenientes de los gases de combustión de la caldera. El contenido en ceniza es el parámetro principal, pero otros parámetros, tales como el contenido en azufre y asfalteno del combustible, también afectan a la emisión de partículas. Utilizando un sistema de RCS para la reducción de NO_x también se puede lograr una pequeña reducción en la emisión de partículas, dependiendo del tipo de combustible y de la temperatura de salida.

Debido a que en este momento se encuentran en desarrollo, para los motores diésel de mayor tamaño, una serie de dispositivos secundarios de limpieza para la reducción de las emisiones de partículas, se puede considerar como MTD para la reducción de las emisiones de partículas el uso de medidas del motor en combinación con el empleo de combustibles con bajo contenido en azufre y en cenizas, siempre que se encuentren comercialmente disponible.

Las centrales eléctricas de alta potencia pueden consistir también en un conjunto de varios agregados de pequeñas capacidades. En este caso, cada uno de los agregados puede estar equipado con filtros para partículas, especialmente hollín. Las emisiones de polvo de los motores de hasta 1,3 MW de potencia de combustible se pueden reducir por debajo de los 20 mg/Nm³.

En la Tabla 6.47 se resumen las MTD para la prevención y el control de las emisiones de partículas correspondientes a los motores de cuatro tiempos y a los niveles de emisión asociados. Los niveles de emisión de polvo para los motores de dos tiempos pueden ser superiores.

Tabla 6.47: MTD para la eliminación de polvo de los gases de las centrales con motores de cuatro tiempos mediante medidas primarias del motor

Tipo de motor	Nivel de emisión de polvo (mg/Nm ³)	Supervisión	Comentarios
Motor diésel	<30 LFO/diésel <50(1) HFO	Discontinua, una vez cada 6 meses	Régimen estacionario 85% a 100% de la carga del motor. Punto de referencia de O ₂ al 15% en volumen, Nm ³ a 273 K y 101,3 kPa.
Motor de doble combustible en modo reserva de combustible (gasóleo máx. 0,02% en peso de ceniza)	<30 LFO/diésel <50(1) HFO	Discontinua, una vez cada 6 meses	Para motores de más de 5 MW _{th} se están desarrollando filtros de partículas
1	Un Estado miembro afirmó que los niveles de emisión de polvo derivados de los motores diésel alimentados con fuelóleo pesado deberían aumentarse a 100 mg/Nm ³ a 15% de O ₂ , debido a que para los motores diésel (4 tiempos o 2 tiempos) este valor más elevado refleja mejor las emisiones de polvo para HFO y tiene en cuenta la influencia de otros parámetros de combustible además del contenido en ceniza, tal como el contenido en azufre y asfaltenos.		

6.5.5.3 EMISIONES DE SO₂

Por el momento, son pocas las centrales eléctricas diésel que se encuentran equipadas con sistemas de DGC e, incluso, las que existen cuentan sólo con un número muy limitado de horas de funcionamiento. La inversión total necesaria para la instalación de un sistema de DGC varía enormemente en función del método de funcionamiento elegido. El coste operativo depende principalmente de la cantidad y del tipo de reactivo, agua, consumos eléctricos, mantenimiento y los costes de eliminación del producto final. Por lo tanto, el empleo de fuelóleo de bajo contenido en azufre o de gas natural, siempre que se encuentre comercialmente disponible, se contempla como la primera opción de MTD. En segundo lugar, si no se puede disponer de gas natural o de fuelóleo de bajo contenido en azufre, el empleo de un sistema de DGC secundario se considera como MTD para reducir las emisiones de SO₂.

6.5.5.4 Emisiones de NO_x

La MTD para reducir las emisiones de NO_x de las centrales motorizadas alimentadas con combustible líquido es la aplicación de medidas primarias y secundarias, en particular la aplicación de un sistema de RCS. Las medidas primarias para los motores diésel alimentados por combustible líquido son:

- el «concepto Miller»;
- retardo de la inyección;
- inyección directa de agua (IDA);
- inyección de aire húmedo (IAH).

Durante la última década, se han reducido considerablemente las emisiones de NO_x de los grandes motores alimentados con fuelóleo pesado y diésel, comparándolas con valores anteriores, gracias al uso de medidas primarias combinadas con RCS, manteniendo a la vez un elevado rendimiento del motor.

Una limitación para el campo de aplicación de la RCS se encuentra en los pequeños motores diésel y en los motores de dos tiempos que necesitan funcionar con cargas muy variables. Estas unidades se manejan con frecuencia en sistemas aislados y únicamente durante un número reducido de horas al día. En función de la demanda eléctrica, estos motores puede que necesiten entrar en funcionamiento y apagarse varias veces al día.

La RCS es una técnica que se aplica con los motores diésel pero no se puede contemplar como una MTD para los motores que tengan variaciones frecuentes en la carga, incluyendo puestas en marcha y apagados frecuentes debido a restricciones técnicas. Una unidad de RCS no funciona con eficacia cuando las condiciones operativas y la temperatura del catalizador fluctúan con frecuencia fuera de la ventana de temperaturas efectivas. Como consecuencia, la RCS forma parte de las MTD, pero en un sentido general no se han asociado niveles de emisión específicos con las MTD.

En la Tabla 6.48 se resumen las MTD para la prevención y el control de las emisiones de NO_x .

6.5.5.5 EMISIONES DE CO Y DE HIDROCARBUROS

Para minimizar las emisiones al aire, un buen mantenimiento del motor se considera MTD. Los motores diésel tienen emisiones bajas de CO e hidrocarburos (HC). Las emisiones de CO suelen estar en oposición a las emisiones de NO_x . Se pueden reducir las emisiones de CO utilizando medidas primarias cuyo fin sea completar la combustión. Las medidas secundarias tales como los catalizadores de oxidación para reducir el CO también se pueden contemplar como MTD.

Los catalizadores de oxidación no están recomendados para combustibles líquidos que contengan azufre. En el mercado se pueden encontrar catalizadores de CO para motores y forman parte de las MTD. El primer catalizador combinado CO/NMHC ha sido instalado en algunas centrales de motor con encendido eléctrico y en la actualidad se están realizando experimentos de funcionamiento.

Tabla 6.48: Niveles de emisión de NO_x asociados a las MTD para las plantas con motores alimentados con combustible líquido y con un sistema de RCS como MTD

Tipo de motor	MTD	Campo de aplicación	Supervisión	Comentarios
Central con motor alimentado con gasóleo	Motor tipo Miller, retardo en la inyección, inyección de agua RCS	Se puede aplicar el sistema de RCS a las plantas nuevas y a las antiguas	Continua	Punto de referencia de O ₂ al 15% en volumen, Nm ³ a 273 K y 101,3 kPa
Motor de doble combustible en modo de reserva	Motor tipo Miller, retardo en la inyección, inyección de agua RCS	Se puede aplicar también el sistema de RCS al motor de doble combustible para el modo gas y el modo de reserva	-	Punto de referencia de O ₂ al 15% en volumen, Nm ³ a 273 K y 101,3 kPa
Central con motor alimentado con combustible ligero	Motor tipo Miller, retardo en la inyección, inyección de agua RCS	Se puede aplicar el sistema de RCS a las plantas nuevas y a las antiguas	Continua	Punto de referencia de O ₂ al 15% en volumen, Nm ³ a 273 K y 101,3 kPa
Central con motor alimentado con fuelóleo pesado	Motor tipo Miller, retardo en la inyección, inyección de agua RCS	Se puede aplicar el sistema de RCS a las plantas nuevas y a las antiguas	Continua	Punto de referencia de O ₂ al 15% en volumen, Nm ³ a 273 K y 101,3 kPa

6.5.5.6 CONTAMINACIÓN DEL AGUA

Las centrales de motor sólo necesitan pequeñas cantidades de agua y así pueden funcionar en ubicaciones que tengan un suministro limitado de este elemento, especialmente si se refrigeran mediante radiador. Junto con el bajo consumo de agua, presentan una baja generación de aguas residuales y, como consecuencia, una menor contaminación térmica en las corrientes de agua de las proximidades.

6.6 Técnicas emergentes para la combustión de combustibles líquidos

En un futuro, se espera que las aplicaciones de pilas de combustible sean la técnica energética para los combustibles líquidos limpios. Ofrecerán mejoras en la protección ambiental y se espera que conlleven rendimientos superiores (posiblemente hasta llegar al 70% en el futuro). Antes de su difusión generalizada, será necesario comprobar su estabilidad de funcionamiento para un tiempo de vida cualificado. Por el momento, el tamaño de las plantas piloto es pequeño si se las compara con las GIC.

7. Técnicas de combustión para combustibles gaseosos

7.1 Técnicas y procesos aplicados

7.1.1 Descarga, almacenamiento y manipulación de combustibles gaseosos

Los combustibles gaseosos se distribuyen a las GIC a través de gaseoductos, ya sea desde el propio pozo del gas o desde las instalaciones de almacenamiento y descompresión del gas natural licuado. El gas natural procedente de diferentes pozos varía en calidad. Con frecuencia, hay que proceder al refinado del gas en la instalación de producción para reducir los problemas de transporte en los gaseoductos. La Figura 7.1 muestra la red de distribución de gas natural en Europa indicando los gaseoductos que están integrados en el sistema europeo. La presión en los principales gaseoductos del sistema es de 80 bar.

Figura 7.1: Red europea de gas natural [111, Eurogas, 1998]



Normalmente, el suministrador del gas proporciona instalaciones de almacenamiento centralizadas para el gas natural. En algunas GIC antiguas existen tanques de almacenamiento independientes. Éstos se ubican cerca de las unidades de cogeneración, pero se utilizan para el suministro público de gas. Las GIC nuevas no suelen almacenar el gas *in situ*, en tales circunstancias se utilizan con mayor frecuencia los productos destilados como combustible de reserva y éstos sí se almacenan allí mismo.

En las centrales de combustión de gas se puede utilizar una amplia gama de gases. Si la presión del gaseoducto de suministro excede la presión de entrada de la instalación, hay que descomprimir el gas. Esta operación suele realizarse en una turbina de expansión con el fin de recuperar parte de la energía utilizada para la compresión. El calor desperdiciado en la central eléctrica se puede usar para calentar el gas descomprimido y, de esta forma, aumentar la electricidad producida. Finalmente, el gas se transporta mediante tuberías a la GIC.

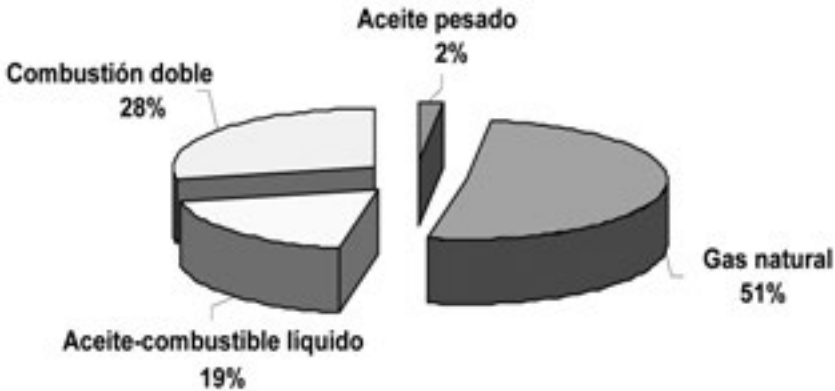
Las turbinas de gas sólo utilizan gases limpios para la combustión directa. Una vez más, puede que haya que descomprimir el gas natural si la presión de la tubería supera la presión de entrada de la turbina de gas. Se puede emplear una refrigeración adiabática del gas expandido para refrigerar el aire fresco que entra en el compresor de la turbina de gas. En ocasiones, hay que presurizar los gases combustibles a presión atmosférica procedentes de otras fuentes hasta que alcancen la presión de entrada utilizada por la cámara de combustión de una turbina de gas determinada.

7.1.2 Turbinas de gas (TG)

Las turbinas de gas se utilizan para transformar la energía química almacenada en el combustible en energía mecánica. Se utilizan para producir energía eléctrica y para accionar bombas y compresores. El número de turbinas de gas utilizadas en todo el mundo ha aumentado considerablemente durante la última década y, en la actualidad, las turbinas de gas se utilizan cada vez más para la producir electricidad con cargas intermedias y elementales. Este aumento puede deberse al gran suministro de gas natural a un precio asequible y al desarrollo de una nueva generación de turbinas de gas de mayor potencia, rendimiento y fiabilidad. La Figura 7.2 muestra una clasificación de las turbinas de gas según su modo de combustión.

Las turbinas de gas presentan un amplio abanico de capacidades térmicas, desde las pequeñas turbinas de gas de aproximadamente 100 kW_e hasta las grandes con una potencia de 310 MW_e. Las turbinas de gas se pueden alimentar con diferentes combustibles líquidos y gaseosos. El gas natural es el combustible gaseoso habitual de las turbinas de gas, pero también se emplean gases con poder calorífico inferior o medio, tales como el gas de carbón proveniente de las unidades de

Figura 7.2: Modos de combustión de las turbinas de gas: situación en el mundo [32, Rentz et ál., 1999], [164, Lenk y Voigtländer, 2001]



gasificación del carbón, gases derivados de los altos hornos y gases derivados de las unidades de gasificación de la biomasa. Las turbinas de gas más robustas son capaces de quemar una amplia variedad de combustibles líquidos, desde naftas a residuos. Cuando se manejan combustibles que forman cenizas, tales como el crudo y los combustibles líquidos residuales, se requiere el empleo de sistemas de tratamiento integrales. En el apartado 6.1.7 se describen los requisitos que se aplican a los combustibles líquidos para que puedan ser utilizados en turbinas de gas.

Las turbinas de gas se instalan en diferentes tipos de centrales de combustión, tales como unidades de ciclo combinado, centrales de cogeneración y unidades de gasificación de carbón. Las turbinas de gas aeroderivativas tienen una potencia de hasta 50 MW_e y alcanzan rendimientos de hasta un 42%. También se utilizan mucho en las plataformas marinas. Las turbinas de gas industriales (Figura 7.3), con potencias comprendidas entre 200 – 300 MW_e, pueden alcanzar rendimientos de hasta un 39%.

La aplicación de las nuevas turbinas de gas en las unidades de producción combinada de calor y electricidad (cogeneración) está aumentando en un intento de mejorar el rendimiento global y de disminuir las emisiones. Mientras que el rendimiento de las turbinas de gas de ciclo sencillo varía aproximadamente entre el 30% y el 42%, el rendimiento de las de ciclo combinado puede llegar hasta el 58%, mientras que en el caso de las estaciones de producción combinada de calor y electricidad (cogeneración) se pueden obtener valores del 85% en la utilización del combustible. Hay que recalcar que los valores de rendimiento que acabamos de mencionar se aplican a turbinas de gas nuevas y limpias, que funcionan a plena carga y en condiciones ISO. Con otras condiciones, los valores pueden ser significativamente menores. Se espera que el rápido desarrollo de las turbinas de gas conduzca en el futuro a mayores rendimientos y a potencias superiores.

Figura 7.3: Unidades de generación de electricidad con turbinas de gas industriales [104, Siemens, 2001]

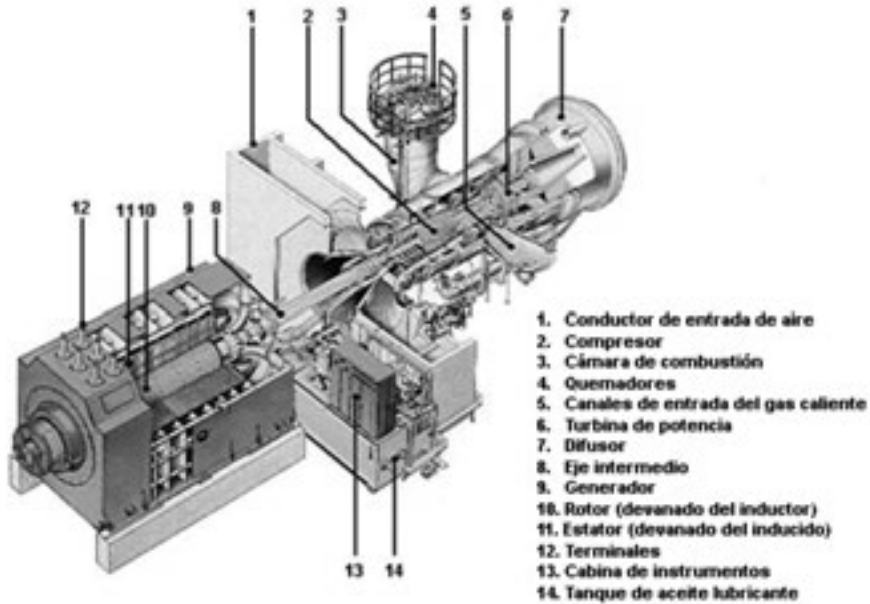
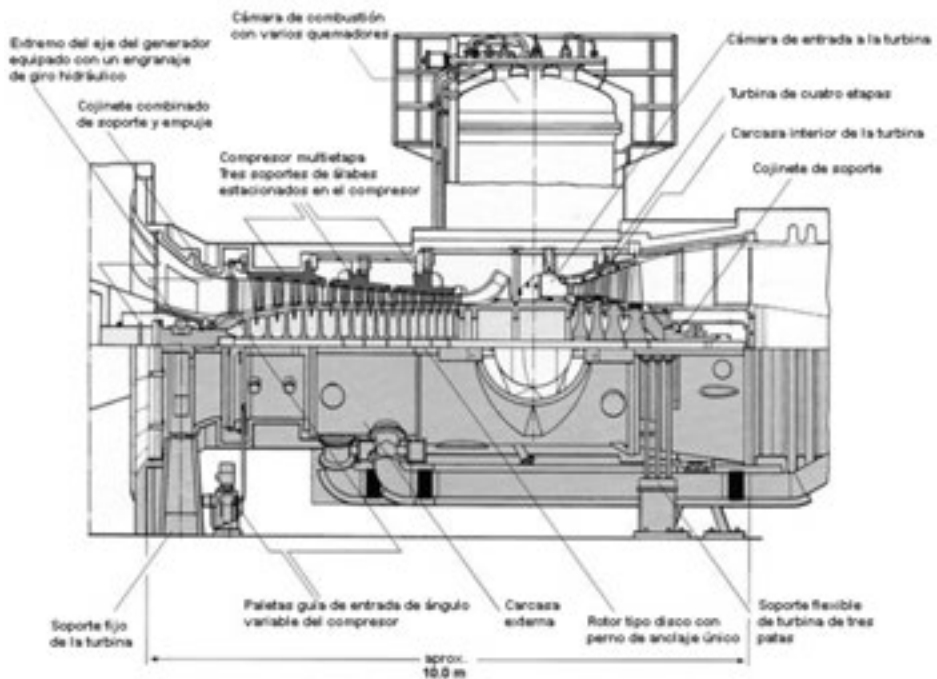


Figura 7.4: Turbina de gas (159 MW) con cámara de combustión de silo [104, Siemens, 2001]



Las turbinas de gas constan básicamente de tres elementos: un compresor, una cámara de combustión y una turbina de expansión (Figura 7.4). El compresor capta el aire atmosférico a través del sistema de toma de aire, lo filtra y, a continuación, lo comprime hasta llegar a una presión comprendida entre 10 y 30 bar en las turbinas de gas aeroderivativas o industriales de gran tamaño. Como las turbinas de gas consumen grandes cantidades de aire de combustión, la presencia incluso de bajas concentraciones de contaminantes en el aire puede provocar una importante contaminación de la turbina de gas. Este hecho puede deberse a que algunos de los contaminantes se depositan en los álabes del compresor, y afectan directamente al rendimiento de la turbina de gas. Este efecto se puede observar en las fotografías mostradas a continuación, que visualizan el aspecto de la primera hilera de álabes de la turbina antes y después de proceder a su limpieza [164, Lenk y Voigtländer, 2001].

El aire de combustión se filtra para evitar la aparición de este fenómeno. En la cámara, o cámaras, de combustión, se queman el combustible y el aire comprimido y se alcanzan temperaturas de entre 1.235 y 1.430 °C (en grandes turbinas de gas). Una vez terminado el proceso de combustión, el gas se expande a través de la turbina y genera energía eléctrica en el generador, lo cual proporciona la potencia necesaria para accionar los compresores (Figura 7.3).

Las turbinas de gas pueden tener uno o dos ejes. Las turbinas de gas de un único eje poseen un eje continuo y, por tanto, todas las etapas se producen a la misma velocidad. Estas unidades resultan más apropiadas para las aplicaciones de generación, en las que no se requiere una variación importante de la velocidad o, incluso, donde esta variación resultaría indeseable. En algunos casos, se utiliza un engranaje de reducción entre la turbina de gas y el generador.

En las turbinas de gas de dos ejes, la parte de baja presión de la turbina (la turbina de potencia) se separa de la parte de alta presión, que acciona el compresor. La turbina de baja presión es capaz de funcionar con un amplio rango de velocidades, lo que la convierte en un sistema muy apropiado para las aplicaciones de velocidad variable. Sin embargo, esta función es menos importante para su apli-

Figura 7.5: Primera hilera de los álabes de la turbina antes y después de proceder a su limpieza [164, Lenk y Voigtländer, 2001]



cación en centrales eléctricas, debido a que el equipo accionado (es decir, el generador) tiene una velocidad constante durante su funcionamiento normal en cuanto a la frecuencia de la red.

En la mayoría de las turbinas industriales que funcionan en tierra se utiliza tecnología consolidada derivada de la industria aeronáutica y de las aplicaciones de las turbinas de gas. Los materiales aplicados en las turbinas de gas estacionarias se pueden clasificar en tres grupos principales: aceros inoxidables (basados en hierro), aleaciones basadas de níquel y aleaciones de cobalto. En general, los materiales utilizados para los compresores son los mismos que aquéllos que se aplican en las partes de alta presión de las turbinas de vapor. Los materiales basados en níquel se aplican normalmente en las partes del combustor. Para los álabes de la turbina de gas, se utilizan superaleaciones de níquel debido a sus buenas propiedades mecánicas a elevadas temperaturas.

Al optimizar las superaleaciones con el fin de conseguir las mejores propiedades mecánicas posibles, la resistencia a la corrosión de estas aleaciones no es óptima, especialmente a elevadas temperaturas. Se utilizan recubrimientos para mejorar la resistencia a la corrosión y a la oxidación de los materiales de los álabes de las turbinas. Se aplican recubrimientos en los álabes del compresor para mejorar la resistencia a la corrosión (a bajas temperaturas, el agua que resulta de la condensación de la humedad y las soluciones ácidas resultan corrosivas para los componentes).

7.1.3 Motores de ignición por compresión

Los motores de ignición por compresión alimentados con gas con una potencia térmica superior a los 50 MW no son frecuentes y, por eso, sólo se describen brevemente en el presente documento. En las décadas de los sesenta y de los setenta, las centrales eléctricas accionadas por motor se utilizaron sobre todo en aplicaciones de funcionamiento corto tales como emergencias, consumos extraordinarios y producción de energía a pequeña escala. En la actualidad, existen tanto centrales eléctricas de carga base, accionadas por motor y de mayor tamaño, con potencias de hasta 150 MW_e, como aquellas otras centrales de producción simultánea de calor y electricidad (cogeneración) de menor tamaño. Esto se debe tanto a la apertura, privatización y descentralización de los mercados eléctricos en muchos países, como al desarrollo, en décadas recientes, de motores de velocidad media y de elevado rendimiento adecuados para el funcionamiento con carga base. En la actualidad, se encuentran disponibles en el mercado unidades de motor diésel de velocidad media y con una potencia de combustible de hasta 50 MW_{th} o más, motores diésel de gas (tipos de «alta presión» y «baja presión», doble combustible) con una potencia de combustible de hasta 40 MW_{th} y motores de encendido por chispa con una potencia de combustible de hasta 18 MW_{th} [63, Wärt-silä, 2000].

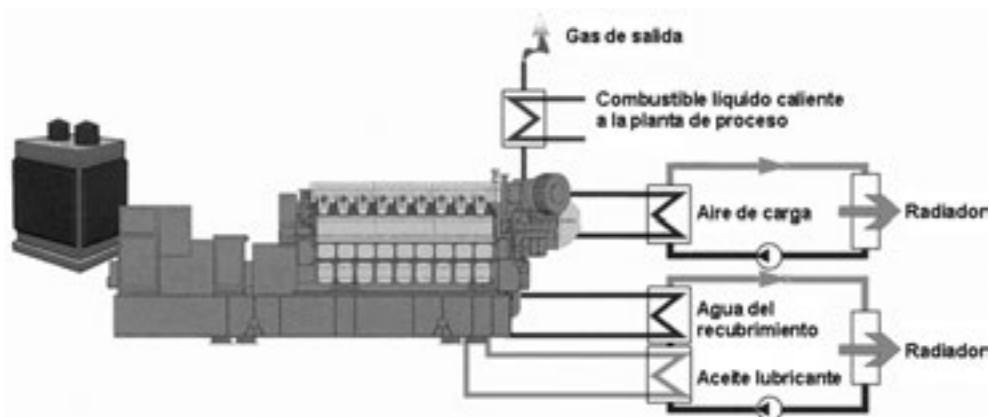
7.1.3.1 MOTORES DE ENCENDIDO POR CHISPA

Los motores de gas de encendido por chispa que siguen el ciclo Otto funcionan frecuentemente de acuerdo con el concepto de combustión pobre. La expresión «combustión pobre» describe la proporción de aire de combustión y de combustible en el cilindro, que es una mezcla pobre, es decir, en el cilindro hay más aire del que se necesita para la combustión. Con el fin de estabilizar la ignición y la combustión de una mezcla pobre (en los motores de mayor tamaño), se utiliza una precámara con una mezcla más rica aire/combustible. La ignición comienza mediante una bujía ubicada en la precámara, lo que da lugar a una fuente de ignición de alta energía para la carga principal de combustible que se encuentra en el cilindro. La mezcla ardiente de aire y combustible se expande, empujando el pistón. Finalmente, los productos de la combustión se expulsan del cilindro y se completa el ciclo. La energía liberada por la combustión del combustible se transfiere al volante de inercia del motor mediante el movimiento del pistón. Al volante de inercia giratorio del motor se encuentra conectado un alternador, que es el que produce la electricidad. Este tipo de motor se ha diseñado para ser empleado con gas a baja presión como combustible.

7.1.3.2 MOTORES DE DOBLE COMBUSTIBLE

El motor de doble combustible es un nuevo tipo de motor de reciente aparición en el mercado que ha sido desarrollado para países que dispongan de gas natural. Este tipo de motor permite el empleo de diferentes combustibles, puede funcionar con gas natural a baja presión o con combustibles líquidos tales como gasóleo, petróleos pesados, biocombustibles, etc. y puede funcionar a plena carga con cualquiera de ellos. Con gas, el motor funciona de acuerdo con el principio de combustión pobre, es decir, existe casi el doble de aire en el cilindro en comparación con el mínimo necesario para que se produzca una combustión completa del gas. Esta proporción permite una combustión controlada y una elevada potencia del cilindro sin que se produzca un riesgo inmediato de detonación o de autoignición, cuando el proceso está bien controlado. En los motores de gas, la compresión de la mezcla aire/gas con el pistón no calienta lo suficiente el gas como para comenzar el proceso de combustión y, por lo tanto, hay que aportar algo de energía adicional, proceso que se realiza inyectando un pequeño chorro de combustible piloto (por ejemplo, gasóleo). Dado que los combustibles líquidos, tales como el gasóleo, tienen una temperatura de autoignición inferior a la del gas, el calor que existe cerca de la parte superior del cilindro es el suficiente para inflamar el combustible líquido que, a su vez, crea el calor necesario para provocar la combustión de la mezcla aire/gas. La cantidad de combustible piloto está comprendida, normalmente, entre el 1% y el 5% del consumo total de combustible a plena carga. Este motor funciona de acuerdo con el ciclo diésel cuando se utiliza combustible líquido y según el ciclo Otto cuando se utiliza gas. La mezcla ardiente de combustible y aire se expande empujando el pistón. Finalmente, los productos de la combustión se expulsan del cilindro y se completa el ciclo. La energía liberada en la

Figura 7.6: Motor alimentado con gas natural [149, Wärtsilä NSD, 2001]



combustión del combustible se transfiere al volante de inercia del motor a través del movimiento del pistón. Un alternador conectado al volante de inercia rotatorio del motor produce electricidad.

7.1.3.3 MOTORES DE INYECCIÓN DE GAS A ALTA PRESIÓN

Los motores de inyección de gas a alta presión funcionan según el ciclo diésel con combustible líquido y gaseoso. Con modo gas, se necesita un fuelóleo piloto (HFO, etc.) (normalmente, entre el 3% y el 5% de la entrada de calor total del combustible) y un gas a alta presión con una presión comprendida entre los 350 – 400 bar. El motor puede funcionar a plena carga tanto con combustible líquido como con gas. En la actualidad, se encuentran disponibles en el mercado motores diésel de gas a alta presión con una potencia de $40 \text{ MW}_{\text{th}}$ o 20 MW_{e} .

7.1.3.4 COGENERACIÓN CON MOTORES DE GAS

Una aplicación frecuente de la recuperación de calor para las centrales de producción combinada de calor y electricidad (cogeneración) con motores de gas es generar vapor a baja presión con propósitos industriales. La gama de presiones suele ir de 3 a 16 bar, pero también se pueden obtener presiones de vapor superiores y aumentar la producción del vapor utilizando calderas de combustión complementarias o auxiliares. El vapor a 8 bar resulta apropiado para desalinizadoras y refrigeradores de absorción, mientras que ciertos procesos industriales pueden necesitar presiones de vapor más elevadas. La relación existente entre el consumo de electricidad y de calor depende en gran medida de la aplicación de la instalación industrial. Una central de cogeneración normal que genere vapor a 7 u 8 bar normalmente utiliza un total de combustible de entre el 60% y el 70% cuando sólo se produce vapor, y de hasta el 90% para la generación de agua caliente. El rendimiento total dependerá de la cantidad de calor del circuito de refrigeración por agua del motor que se pueda recuperar. El sistema de generación de vapor dispone de

una caldera auxiliar alimentada con combustible líquido o gas en paralelo con la caldera de gas de salida del motor y su empleo es flexible en aquellas aplicaciones en las que se necesiten grandes cantidades de vapor a baja presión. El calor generado por los gases de salida del motor también se puede utilizar de directa o indirectamente (a través de un precalentador de aire, «LUVO») para secar, precalentar el aire, etc., dependiendo de cuáles sean los requisitos del proceso industrial.

La segunda solución para aumentar la capacidad de generación de vapor es equipar la caldera de gas con una combustión complementaria. Para los motores de gas de mayor tamaño con encendido por chispa, el contenido en oxígeno suele ser normalmente un 11% o un 12% del volumen y, en los motores diésel alimentados por gas a alta presión, este porcentaje suele ser mayor. Este oxígeno se puede utilizar como el principal aire de combustión para la combustión complementaria. Este sistema también permite generar vapor a alta presión y, además, presenta una buena eficiencia térmica para el combustible adicional de la combustión complementaria. Hasta el momento sólo existen unos pocos motores alternativos que estén equipados con una combustión complementaria, debido a las dificultades que existen para combinar la llama de la combustión con el pulso de los gases de salida del motor y al contenido relativamente bajo en oxígeno de los gases de combustión [63, Wärtsilä, 2000].

Un concepto interesante de cogeneración es el ciclo combinado de alimentación por agua en el que se utiliza el calor residual procedente de los gases de salida del motor y los circuitos de refrigeración para aumentar el rendimiento, por ejemplo, de una central ya existente con caldera de vapor. Se puede aumentar el rendimiento eléctrico de una central con motor de gas equipando la central con una turbina de vapor. Las turbinas de vapor utilizadas con mayor frecuencia en esta aplicación son turbinas de condensación de una única etapa y la presión de vapor que se aplica normalmente es de 12 a 20 bar.

7.1.4 Calderas y calentadores alimentados por gas

Las calderas de gas de las centrales eléctricas son similares a las calderas de combustible líquido descritas en el capítulo 6. Cuando se diseñan cámaras de combustión sólo para gas suelen ser algo más pequeñas, aunque casi siempre, se diseñan también para combustible líquido para así poder hacer frente a situaciones de emergencia o para la cocombustión. El calor derivado de la combustión se utiliza para producir vapor sobrecalentado que se expande en una turbina de vapor que acciona un generador. Con el fin de convertir de manera eficiente la energía derivada del vapor en electricidad, las calderas alimentadas por gas modernas utilizan parámetros de vapor supercríticos, que dan lugar a rendimientos de hasta un 48% en el modo de condensación y unas cifras de utilización de combustible de hasta el 93% para la producción combinada de calor y electricidad (cogeneración). La aplicación de un doble recalentamiento y el aumento de los

parámetros de vapor supercríticos a 290 bar y 580 °C pueden hacer que se alcancen estos rendimientos elevados.

También se pueden utilizar las calderas alimentadas por gas como calderas auxiliares al poner en marcha las instalaciones, incluyendo la posibilidad de un arranque en frío en diferentes tipos de centrales eléctricas térmicas. Las calderas auxiliares también se usan en la mayoría de las plantas de energía para calentar edificios y equipos durante los periodos de paro. Estas calderas han sido diseñadas para producir vapor ligeramente sobrecalentado a una presión relativamente baja. El estudio de estas calderas no se trata en el presente documento.

Son muchas las calderas alimentadas por gas que existen en industrias de proceso y en sistemas de calefacción de distrito. La mayoría son instalaciones de tamaño medio (es decir, de 50 a 300 MW). Para estos niveles de producción de calor, las cada vez mayores restricciones de emisiones de SO₂ y NO_x conducen a una mayor utilización del gas natural. Una gran parte de estas calderas también se pueden alimentar con combustible líquido en situaciones de emergencia y para la cocombustión.

En general, los quemadores de las calderas se disponen a varias alturas en las paredes (combustión frontal o combustión enfrentada) o a varios niveles de forma tangencial en las cuatro esquinas de la caldera. Los sistemas de combustión para las calderas de gas son similares a los que se utilizan en las calderas de combustible líquido o carbón.

Los quemadores de gas también se utilizan en los generadores de calor que, en ocasiones, reciben el nombre de hornos de proceso o calentadores de combustión directa. Se trata de unidades de transferencia de calor diseñadas para calentar productos de petróleo, sustancias químicas y otros líquidos y gases que fluyen en el interior de tubos. Los líquidos o gases fluyen por una matriz de tubos ubicados en el interior de un horno o calentador. Los tubos se calientan mediante la aplicación directa de quemadores que utilizan combustibles específicos estándar tales como HFO, LFO y gas natural, o los subproductos derivados de los procesos de la central, cuya composición puede variar mucho. Los combustibles gaseosos se utilizan en los EE. UU. en la mayoría de las aplicaciones de calentamiento industrial. En Europa, se utiliza con frecuencia el gas natural junto con los LFO. En Asia y Sudamérica suele preferirse el empleo de los HFO, aunque el empleo de combustible gaseoso va en aumento. En los apartados 6.1.4 y 6.1.10.2. se proporciona una información más detallada sobre los calentadores que utilizan combustibles líquidos o gaseosos.

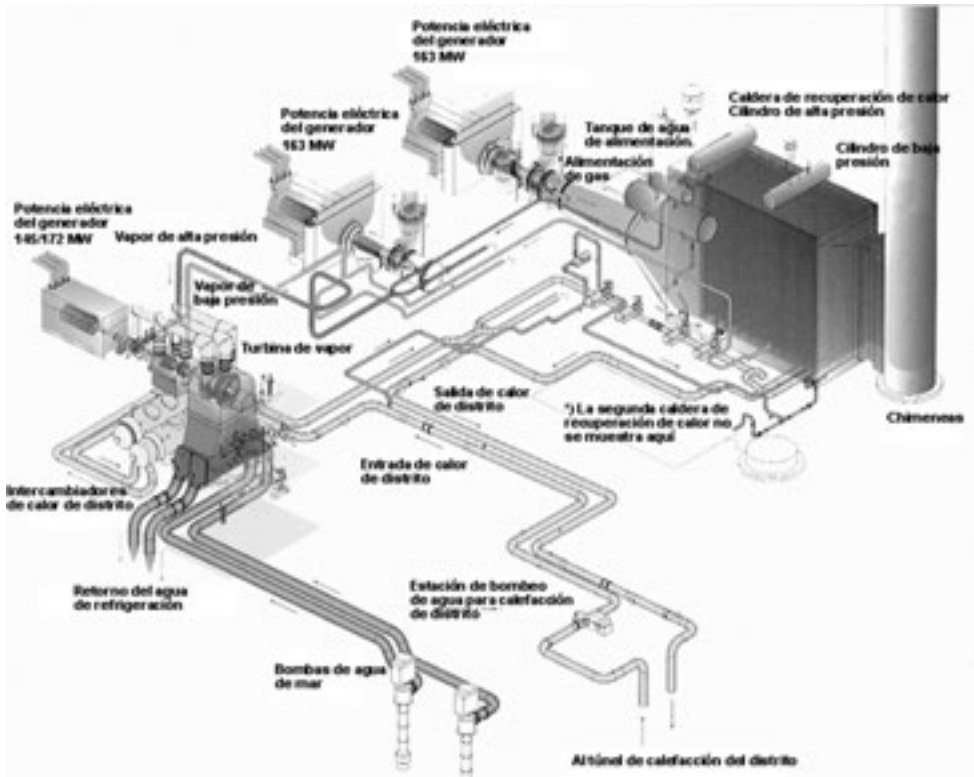
Los combustibles gaseosos se utilizan como combustible de soporte o de puesta en marcha para las calderas alimentadas por combustible líquido, carbón o lignito. Estas técnicas de combustión se describen en los capítulos 4 y 6.

7.1.5 Combustión de ciclo combinado

En la actualidad, casi la mitad de la nueva capacidad de generación de electricidad proviene de centrales eléctricas de ciclo combinado. En estas centrales, se combina una turbina de gas con una turbina de vapor para generar electricidad. Por razones técnicas y de coste, los únicos combustibles que se pueden emplear en las turbinas de gas de ciclo combinado (TGCC) son el gas natural y el combustible ligero (como combustible de reserva). La Figura 7.7 muestra un diagrama tridimensional de una central eléctrica de ciclo combinado con una turbina de gas construida en Finlandia.

En las centrales eléctricas de ciclo combinado, las turbinas de gas generan electricidad con un rendimiento aproximado de entre el 33% y el 38%. Los gases de salida de las turbinas de gas suelen tener una temperatura de entre 430 y 630 °C, dependiendo del tipo de turbina y de las condiciones ambientales. Este gas caliente se conduce hasta el generador de vapor de recuperación de calor (GVRC), donde se utiliza para generar vapor que, a continuación, se expande en una central eléctrica con turbina de vapor cuyos principios de funcionamiento son simi-

Figura 7.7: Central eléctrica de ciclo combinado con turbina de gas [96, Helsinki Energy, 2001]



lares a las centrales eléctricas de condensación. El gran atractivo de una central TGCC son su bajo consumo específico y su bajo coste de inversión, que han hecho que las TGCC sean competitivas a pesar del elevado coste del gas natural. En los últimos 20 años, el consumo específico de calor de una central TGCC ha disminuido desde el 2,2 al 1,7, es decir, el rendimiento PCI ha crecido desde el 45% al 58%. En la actualidad, las turbinas de gas se están desarrollando rápidamente y en un futuro cercano se podrán alcanzar índices caloríficos a 1,67 (rendimiento superior al 60%). En las plantas TGCC actuales, aproximadamente 2/3 de la potencia proviene de la turbina de gas mientras que el tercio restante está producido por la turbina de vapor. Sin embargo, recientes experiencias de puesta en funcionamiento indican que será difícil alcanzar las previsiones de rendimientos muy elevados.

Debido a que menos de 1/3 del oxígeno contenido en el aire que entra en la turbina de gas se consume en la combustión realizada en el interior del combustor, es posible una combustión complementaria utilizando los gases de salida de la turbina de gas. En las TGCC modernas, esta postcombustión provoca un ligero incremento en el consumo específico de calor de la generación de electricidad. Sin embargo, en la cogeneración industrial, se utiliza con frecuencia como medio para controlar la generación de vapor en el GVRC independientemente de lo producido por la turbina de gas. En las aplicaciones de cogeneración, la combustión complementaria también mejora el rendimiento global de calor y generación de electricidad.

Debido a que tanto el gas natural como el combustible ligero son combustibles muy limpios que permiten una combustión prácticamente completa dentro de los combustores de la turbina de gas, en las centrales TGCC no suele haber problemas con las cenizas, las escorias o el SO_2 . El único problema es la formación de NO_x que, en las plantas modernas, se controla utilizando quemadores especiales de bajas emisiones de NO_x y, en ocasiones, se añade un sistema de RCS al GVRC. En los quemadores más antiguos, las emisiones de NO_x se pueden controlar utilizando difusores de agua o de vapor en los quemadores, pero esto disminuirá el consumo específico de calor de la central.

Por lo general, las turbinas de gas son muy ruidosas y, por lo tanto, se suelen construir en el interior de recintos especiales preparados para disminuir el ruido, que incorporan silenciadores en las tomas de aire y en los canales de salida de los gases de escape de la turbina de gas.

En el sector de generación eléctrica, se distinguen varias configuraciones de proceso para el empleo de la energía contenida en los gases de salida de las turbinas de gas:

- ciclo combinado sin combustión complementaria (GVRC);
- ciclo superior (caja de viento caliente).

Figura 7.8: Central eléctrica de ciclo combinado con turbina de gas, de reciente construcción en Bélgica

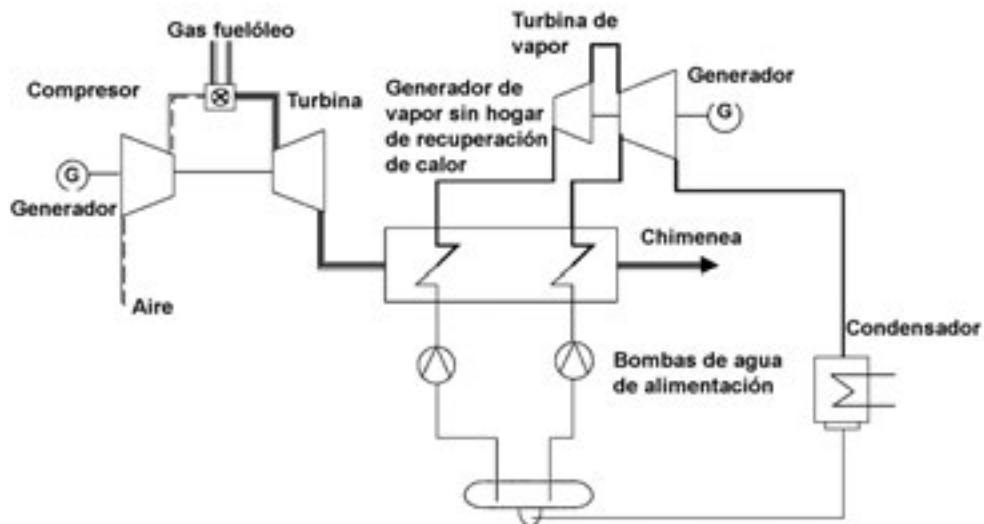


7.1.5.1 CICLO COMBINADO CON Y SIN COMBUSTIÓN SUPLEMENTARIA (GVRC)

En este proceso el combustible se introduce exclusivamente dentro de la cámara de combustión y no se produce otra combustión en el generador de vapor de recuperación. El vapor producido por el generador de vapor de recuperación de calor a partir de la energía térmica contenida en el gas de salida de la turbina de gas se utilizará posteriormente para producir electricidad a través de la turbina de vapor. Este tipo de turbina de gas de ciclo combinado alcanza rendimientos de hasta un 58,5%. El combustible utilizado es, en general, gas natural o combustible líquido ligero, pero también es posible emplear carbón en una central de gasificación, en cuyo caso deberá instalarse antes de la turbina de gas (consulte el capítulo 4). En la Figura 7.9 se muestra un dibujo esquemático del ciclo combinado sin tecnología de combustión complementaria (GVRC).

En las instalaciones por etapas en las que las turbinas de gas se instalan y manejan antes de la operación del ciclo de vapor y donde la intención es manejar las turbinas de gas de forma independiente del sistema de vapor, se suele aplicar una configuración multieje. Los sistemas de ciclo combinado multieje cuentan con uno o más generadores con turbina de gas y GVRC que suministran vapor a través de un colector común a una unidad generadora de la turbina de vapor.

Figura 7.9: Esquema de una central eléctrica de ciclo combinado con un generador de vapor de recuperación de calor (GVRC)
 [32, Rentz et ál., 1999]



Los sistemas de derivación de los gases de salida, que se aplican en los sistemas de ciclo combinado multieje para permitir un encendido y apagado rápidos y una elevada flexibilidad de funcionamiento, no son necesarios con los sistemas mono-ejes o con sistemas multieje con una turbina de gas y una turbina de vapor.

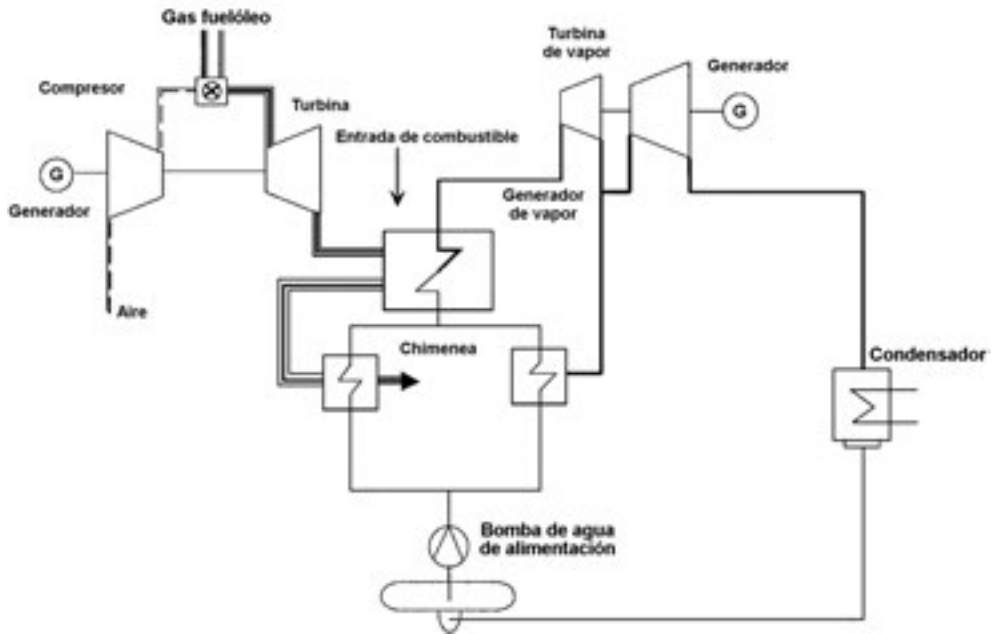
Los GVRC son, en general, intercambiadores de calor de tipo convectivo, provistos de tubos de aletas y que conducen el calor desde los gases de salida al ciclo de vapor del agua. Los gases de salida se enfrían tanto como sea posible para aumentar el rendimiento. La temperatura se restringe para evitar el riesgo de corrosión causado por una posible condensación de los productos ácidos (azufre) derivados de los gases de escape. Se consideran normales temperaturas de salida de 100 °C.

Los GVRC se construyen con configuración horizontal (con circulación natural del sistema de evaporación) y vertical (con circulación forzada del sistema de evaporación). La opción elegida depende de los requisitos de espacio o de las preferencias del cliente. Ambos tipos son ampliamente utilizados.

7.1.5.1.1 Ciclo combinado con combustión complementaria (ciclo superior)

En un ciclo superior, el calor producido por los gases de salida de la turbina de gas se utiliza como el aire de combustión en una central eléctrica convencional con calderas de vapor alimentadas por carbón o gas. Existen varias opciones posibles para integrar este ciclo en una central eléctrica convencional. Aunque esta

Figura 7.10: Esquema de una central eléctrica combinada de ciclo superior
 [32, Rentz et ál., 1999]



integración es posible en los nuevos modelos, normalmente en el pasado se han aplicado ciclos superiores para mejorar el rendimiento de las centrales existentes (consulte el ejemplo 6.2.3.1 contenido en el capítulo 6) o para aumentar la capacidad de suministro de calor de las centrales de cogeneración. En la actualidad, se utilizan diversos tipos de turbinas de gas combinadas de ciclo superior con potencias de hasta 765 MW_e (1.600 MW_{th}) y que pueden alcanzar rendimientos de hasta un 48%. En la Figura 7.10 se muestra un diagrama esquemático de esta tecnología.

En un ciclo superior (ciclo combinado con combustión complementaria), no son necesarios los precalentadores de aire para calentar el aire de entrada y, por eso, se eliminan. En general, se selecciona una turbina de gas que tenga, aproximadamente, el mismo flujo de gases de salida que de aire de entrada que necesitará la caldera que se está diseñando. Debido al bajo contenido en oxígeno de los gases de escape de la turbina de gas (en comparación con el aire normal de combustión), se quemará menos combustible dentro de la caldera. Esto hará que la temperatura media de la caldera sea más baja y que, como consecuencia, se produzca una menor cantidad de vapor en la caldera. La temperatura de los gases de combustión en la salida de la parte de radiación de la caldera será aproximadamente la misma que en la situación existente, esto provoca un exceso de calor a menores temperaturas. Para utilizar este exceso de calor se debe instalar en la caldera un economizador de baja presión y otro de alta presión. En estos economizadores (pa-

rales a los precalentadores de alimentación de agua ya existentes) se precalentará parte del agua de inyección y, por lo tanto, disminuirá la cantidad de vapor extraído de la turbina de vapor.

También se puede crear un proceso de combustión de dos etapas utilizando los gases de salida de la turbina de gas en la caldera, lo que provocará una reducción notable de las emisiones de NO_x . En un caso de muestra en los Países Bajos, se ha logrado una reducción del 50% en las emisiones de NO_x .

La capacidad eléctrica de la turbina de gas es del 20% – 25% de la capacidad total de la central eléctrica.

7.1.5.1.2 Ciclo superior con calentamiento alimentado por agua

Esta configuración es una combinación de los dos ciclos combinados mencionados anteriormente. En este caso, se precalienta parte del agua de condensación y parte del agua de alimentación en el generador de vapor de recuperación de calor. La turbina de gas o el generador de vapor de recuperación de calor del motor alternativo están vinculados a la turbina de vapor/generador de vapor pero únicamente en el lado agua/vapor; por lo tanto, no se sustituirá el aire de combustión por los gases de salida del motor alternativo o de la turbina de gas. Los motores alternativos resultan apropiados para los precalentadores de baja presión alimentados por agua.

Mediante el calentador de agua de alimentación se enfrían los gases de salida del motor principal (turbina de gas o motor alternativo) en los intercambiadores de calor al precalentar el agua de alimentación. En general, se encuentran instalados dos intercambiadores de calor (o cadenas), uno para el calentamiento del agua de alimentación de baja presión y el otro para el de alta presión. Los intercambiadores de calor se montan en paralelo a los precalentadores del agua de alimentación.

Se pueden reducir o eliminar las extracciones de calor del motor principal, lo que provocará un aumento en la potencia eléctrica del motor principal. Esto implica que el calor de los gases de salida del motor principal contribuirá plenamente a la potencia eléctrica y al rendimiento de la unidad. Parece que la mejor solución relacionada con el calentamiento del agua de alimentación se obtendrá con un motor principal de elevado rendimiento y la suficiente capacidad de calor para lograr el calentamiento completo del agua de alimentación del ciclo de saturación.

Sin embargo, el aumento en la producción de energía está limitado por la capacidad de flujo de la turbina de vapor y por la potencia nominal del generador. La mejora en el rendimiento con esta opción está comprendida entre el 2% y el 5% dependiendo del motor principal y de la capacidad de la turbina de vapor existente.

Una comparación de la capacidad del sistema de precalentamiento de la unidad con el calor disponible en los gases de salida de la turbina de gas define el número de motores principales necesarios y el incremento máximo de la capacidad de calor.

El aumento en la flexibilidad (potencia eléctrica frente a la producción de calor térmico) es una ventaja importante derivada de las modificaciones que acabamos de describir. La central de vapor puede funcionar con independencia del motor principal. Sin embargo, la flexibilidad está limitada por el flujo máximo que puede atravesar la turbina de vapor de baja presión.

Como el ciclo superior con calentamiento del agua de alimentación no afecta al proceso de combustión de la caldera, las emisiones de la caldera tampoco se verán afectadas. La contribución de los gases de salida del motor principal influye en las emisiones totales.

7.1.6 Cogeneración

Sólo el 40% – 60% de la energía contenida en el combustible (medida como el poder calorífico inferior, PCI, del combustible) se convertirá en energía eléctrica en las centrales eléctricas que sólo producen electricidad. El resto se pierde como calor residual a baja temperatura en el aire, en el agua o en ambos medios. Teniendo en cuenta la gran cantidad de calor que necesitan muchos procesos industriales y los usuarios para calentar espacios, ¿cómo podría utilizarse este calor de condensación rechazado por las centrales eléctricas? La respuesta termodinámica a esta pregunta es sencilla: aumentando la temperatura del calor rechazado hasta alcanzar el nivel adecuado, por ejemplo, hasta 70 – 120 °C para el calentamiento de instalaciones y hasta 120 – 200 °C para los procesos industriales. Sin embargo, este calentamiento se realizará a costa de la generación de electricidad.

La cogeneración es una forma de mejorar la eficiencia energética influyendo en la estructura del sistema de suministro de energía. En cada caso, la cogeneración puede ahorrar combustible en comparación con la generación independiente de calor y de electricidad a partir de los combustibles fósiles. Si la carga térmica local es lo suficientemente elevada y, como consecuencia, la central de cogeneración es lo suficientemente grande, la cogeneración puede ahorrar dinero a los contribuyentes. Técnicamente, todas las centrales eléctricas se pueden modificar para adherirse a la cogeneración. La conveniencia de aplicar una turbina de gas en una central de cogeneración está relacionada en parte con los relativamente bajos costes de la inversión y el elevado rendimiento que ofrece.

El calor procedente de los gases de salida de la turbina de gas se utiliza para producir vapor en un generador de vapor de recuperación de calor (también denominado caldera de recuperación de calor). El vapor se puede usar enteramente para

producir electricidad, como sucede con el ciclo combinado, o se puede extraer parcialmente (a veces, completamente) y utilizarse para el suministro de vapor a los consumidores, que podrán usar el vapor en sus actividades o para otros propósitos tales como la calefacción de distrito o la desalinización de agua de mar.

Son muchas las configuraciones posibles que permitirán cumplir los requisitos específicos de la central. Dependiendo de la demanda de calor y electricidad, los más frecuentes son:

- turbina de gas con un generador de vapor de recuperación de calor y suministro a los consumidores de todo el vapor generado;
- turbina de gas con un generador de vapor de recuperación de calor con una turbina de vapor de contrapresión y suministro a los consumidores de todo el calor generado;
- turbina de gas con un generador de vapor de recuperación de calor con extracciones de vapor para los consumidores o el empleo del vapor extraído para otros propósitos de calentamiento y un condensador de vapor de vacío. Este diseño suele proporcionar una mayor flexibilidad en la relación electricidad/calor;
- ciclos de gas con inyección de vapor (STIG), en los cuales el calor de salida genera también vapor, que se inyectará parcialmente en la turbina de gas. Este sistema se utiliza principalmente con turbinas de gas aeroderivativas sin la aplicación de una turbina de vapor. Estos ciclos se emplean principalmente en aplicaciones de cogeneración con demandas intermitentes de vapor.

Una medida importante de cualquier central eléctrica de cogeneración es su relación de salida electricidad/calor. Obviamente, debido a que la energía eléctrica puede ser entre dos a cuatro veces más valiosa que el calor, resultará preferible tener una relación electricidad/calor tan elevada como sea posible en combinación con un consumo específico de calor global bajo. Una vez más, las leyes de la física establecen sus límites. Como se explicó anteriormente, cuanto mayor es la temperatura del calor recuperado, menos electricidad y más calor se obtiene del proceso. En caso de que se requiera una relación electricidad/calor elevada, el ciclo combinado (TGCC) resulta bastante más favorable que el proceso de vapor convencional. En una TGCC de condensación, 2/3 de la potencia generada provienen de la turbina de gas mientras que las pérdidas de potencia relacionadas con la cogeneración sólo se producen en la turbina de vapor que produce el otro tercio de la potencia total. La relación de electricidad/calor producida por una TGCC con carga nominal puede ser 1,1 en aplicaciones de calefacción de distrito y de 0,9 en la industria de pulpa y de papel, mientras que las cifras correspondientes al vapor de cogeneración son de 0,6 y 0,3 respectivamente. Las cifras medias anuales son normalmente inferiores debido, entre otras causas, al funcionamiento a carga parcial y los ciclos de encendido/apagado.

Para que la cogeneración pueda competir con éxito en el mercado, es necesaria una alta demanda de electricidad a un precio elevado y una demanda local de

calor lo suficientemente alta. Si la demanda de calor y electricidad son pequeñas, el tamaño de la central puede caer por debajo del límite de la competitividad económica.

Tabla 7.1: Comparación indicativa de la cogeneración con la generación separada de electricidad y calor
[59, Grupo de trabajo finlandés sobre GIC, 2000]

	Consumo específico de la generación eléctrica ⁽¹⁾	Relación electricidad/calor ⁽²⁾	Consumo específico total del sistema de cogeneración ⁽³⁾	Consumo específico separado del sistema; carbón ⁽⁴⁾	Consumo específico separado del sistema; TGCC ⁽⁵⁾
Condensación convencional del carbón	2,3				
Condensación de la TGCC	1,8				
Cogeneración convencional industrial ⁽⁶⁾	5,0	0,28	1,1	1,36	1,25
Cogeneración de la TGCC industrial	2,4	0,9	1,15	1,67	1,43
Cogeneración convencional DH	2,9	0,6	1,1	1,55	1,36
Cogeneración DH de la TGCC	2,1	1,1	1,1	1,73	1,47
Calderas sólo de calor/carbón			1,1		
Calderas sólo de calor/HFO			1,1		
Calderas sólo de calor/gas			1,07		

Notas:

1) Potencia de combustible (PCI)/Salida neta de electricidad

2) Salida neta de calor/Salida neta de electricidad

3) Potencia de combustible (PCI)/(Salida neta de electricidad + calor)

4) Consumo específico combinado de producción independiente en centrales de condensación convencionales de carbón y calderas de sólo calor (HR = 1,1) la misma cantidad de electricidad y calor que en el sistema de cogeneración. Para su comparación con el HR indicado en la fila 3

5) Consumo específico combinado de producción independiente en centrales de condensación TGCC y calderas de sólo calor (HR = 1,1) la misma cantidad de electricidad y calor que en el sistema de cogeneración. Para su comparación con el HR indicado en la fila 3

6) Vapor vivo a 80 bar y 480 °C; contrapresión 4 bar

Todas las cifras se refieren al funcionamiento nominal a plena carga.

En la Tabla 7.1 se pueden comparar por filas los consumos específicos totales del sistema (las tres columnas finales de la derecha). La tabla indica cuánto combustible

se necesita en un sistema de cogeneración y en un sistema de producción independiente que produzca la misma cantidad de electricidad y de calor. Se puede ver que, en cada caso, el sistema independiente (ya sea convencional o con TGCC) consume claramente más combustible que el sistema de cogeneración, que proporciona la misma energía. Cuando la base de la comparación es la potencia de condensación convencional, la disminución en el consumo de combustible por cogeneración va desde el 20% para la industria convencional de la cogeneración, hasta el 57% para la cogeneración con TGCC para la calefacción de distrito. Si se parte de la condensación de una TGCC para la generación independiente de electricidad, se ahorrará menos, alrededor del 12% y 34% respectivamente. Estas cifras únicamente se muestran para proporcionar una idea general de los ahorros en combustible gracias a la cogeneración; las cifras reales siempre dependen de las particularidades de cada proyecto y del sistema de suministro de energía del cual forma parte.

Para que la cogeneración pueda competir con éxito en el mercado, es necesaria una alta demanda de electricidad a un precio elevado y una demanda local de calor lo suficientemente alta. Si la demanda de calor es pequeña, el tamaño de la central puede caer por debajo del límite de la competitividad económica. Las industrias que presentan una elevada demanda de calor son, normalmente, la industria de pulpa y papel, las refinerías y las industrias químicas y, en ciertos casos, las industrias alimentaria y textil. Véase también el apartado 7.1.3.4 «Cogeneración utilizando motores de gas» para obtener información sobre los motores alternativos.

Ciclo de Cheng

En el «Ciclo de Cheng» el calor de los gases de salida de la turbina de gas se utiliza para generar vapor a presión ambiente, que se inyecta completamente en la turbina de gas. En la práctica, el ciclo de Cheng se aplica en las unidades de producción combinada de calor y electricidad (cogeneración) proporcionando un suministro normal de vapor a los usuarios, con una demanda variable de calor. En aquellas situaciones en las que no se necesite calor o se requiera menos calor, el vapor obtenido se puede usar para la generación de energía eléctrica. Hay que destacar que se necesita agua para la generación de vapor, hecho que se debe considerar como una pérdida global debido a que se vierte al aire junto con los gases de salida. El rendimiento aumenta cuando disminuye la relación del compresor. Si la temperatura interior de la turbina es de 1.200 °C se ha calculado un rendimiento de la turbina superior al 50% [58, Eurelectric, 2001].

7.1.7 Control de emisiones al aire de las turbinas alimentadas por gas y de los ciclos combinados

7.1.7.1 DISMINUCIÓN DE EMISIONES DE POLVO

El polvo contenido en el gas natural se elimina en el lugar de producción si es necesario. Las emisiones de polvo o de partículas producidas por las turbinas de gas

que queman gas natural no son una preocupación ambiental en condiciones normales de funcionamiento y en condiciones de combustión controladas.

Otros gases, tales como los subproductos de las plantas químicas, pueden contener polvo. Estos gases se necesitan para cumplir distintos valores límite de las emisiones en comparación con el gas natural y se deben quemar o emplear como cocombustible en centrales eléctricas equipadas con medidas primarias y secundarias para reducir las emisiones de polvo en aquellos casos en los que no se pueda cumplir con los límites establecidos.

7.1.7.2 DISMINUCIÓN DE LAS EMISIONES DE SO₂

Los compuestos de azufre contenidos en el gas natural, en la forma de H₂S, se eliminan en la propia instalación de producción. Por ello, el combustible obtenido tiene un contenido en azufre que cumplirá directamente con el valor límite de las emisiones de SO₂ para todas las aplicaciones. Otros gases, como por ejemplo, los subproductos de las plantas químicas, pueden contener azufre. Estos gases se necesitan para cumplir con los distintos valores límites de las emisiones en comparación con el gas natural y se deben quemar o emplear como cocombustible en centrales eléctricas equipadas con tecnología de DGC si no se pueden alcanzar estos límites.

7.1.7.3 DISMINUCIÓN DE LAS EMISIONES DE NO_x

7.1.7.3.1 *Inyección de agua o de vapor*

Como los combustores de bajas emisiones de NO_x (ANS) han alcanzado un estado aceptable de desarrollo, la inyección de agua/vapor se utiliza ahora en Europa, aunque sólo en menor grado hasta ahora, como una medida de reducción de las emisiones de NO_x. Sin embargo, para las instalaciones existentes, es la tecnología más fácilmente aplicable y se puede utilizar en combinación con otras medidas de disminución de NO_x. En Canadá, aproximadamente la mitad de las turbinas de gas con control de emisiones de NO_x están equipadas con inyección de vapor/agua.

La inyección de vapor/agua se puede llevar a cabo ya sea inyectando una mezcla de combustible y agua o vapor o por la inyección de agua o vapor a través de los inyectores directamente en la cámara de combustión. La evaporación o sobrecalentamiento del vapor requiere energía térmica que, entonces, ya no estará disponible para calentar la llama. Por ello, la temperatura de la llama disminuye y también se reduce la formación de NO_x. Tal y como se puede ver en la Figura 7.11, la tasa de reducción de la emisión depende fuertemente de la cantidad de agua o de vapor que se utilice. Con el fin de alcanzar una elevada tasa de reducción de la emisión se necesitan grandes cantidades de agua o de vapor; en ocasiones, la cantidad de agua o de vapor inyectado es más elevada que la cantidad de

combustible quemado. Se puede alcanzar una mayor tasa de reducción de emisión si se inyecta agua en lugar de vapor (para una proporción dada de agua o vapor/combustible), hecho que se puede explicar ya que se requiere más energía para evaporar el agua (en la práctica, se necesita aproximadamente el doble de vapor para lograr la misma reducción en las emisiones de NO_x). La inyección de agua se utiliza también cuando no se dispone de vapor, por ejemplo, en las aplicaciones de ciclo único, y en la compresión en las líneas de tuberías, mientras que la inyección de vapor se suele preferir en los ciclos combinados alimentados con gas natural, donde el vapor se consigue con mayor facilidad gracias al sistema de recuperación de calor de la salida.

El vapor, o el agua, inyectado en las turbinas de gas necesita ser de una elevada pureza lo que requiere el empleo de una central de tratamiento de agua de elevada calidad que, a su vez, puede crear residuos líquidos que requieran su eliminación. Además, hay que inyectar el vapor o el agua a elevadas presiones, normalmente a 20 bar o más. El empleo de inyección de vapor o de agua también puede reducir la esperanza de vida de una turbina de gas.

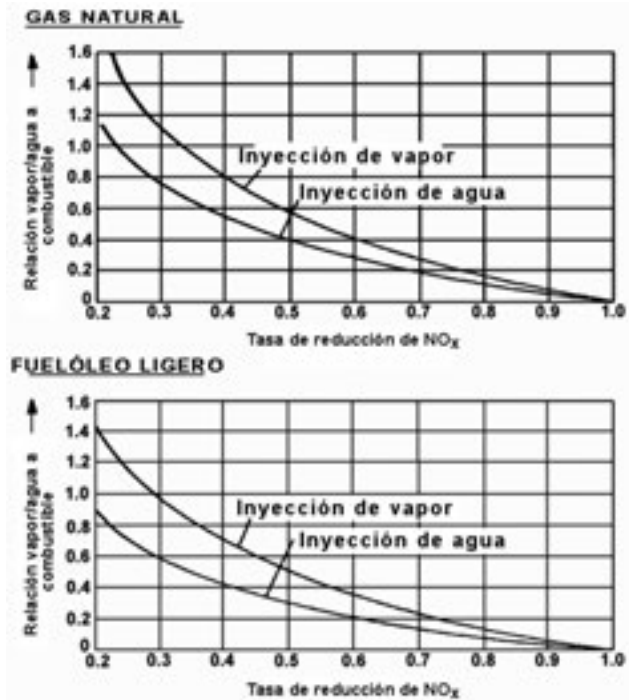
Se pueden alcanzar reducciones de entre un 60 y 80% en la tasa de emisiones sin llegar a afectar a las emisiones de CO. Si también resulta importante el valor de las emisiones de CO, se puede alcanzar una tasa de reducción del NO_x comprendida entre el 40 y el 60%. La relación vapor/agua con combustible depende del tipo de la turbina de gas (por ejemplo, debido al tipo de llama) y varía entre 1 y 1,2. Las emisiones de NO_x se pueden reducir aproximadamente en 80 – 120 mg/Nm^3 (a 15% O_2). En la Figura 7.11 se presentan las tasas de reducción utilizando inyección de vapor o agua.

La inyección de agua o vapor influye en los parámetros generales de la turbina de gas, tal como la potencia lograda, el rendimiento y el flujo másico a la salida. Por ejemplo: el rendimiento de una turbina de gas se reduce a través de la inyección de vapor o agua y se pueden observar problemas de estabilidad cuando la relación de agua/combustible es elevada [32, Rentz et ál., 1999].

Los costes de la inversión para mejorar las turbinas de gas con inyección de agua o vapor pueden variar enormemente. Estos costes están relacionados principalmente con los dispositivos de inyección y acondicionamiento del agua. Los costes de funcionamiento adicionales relacionados con la inyección de vapor/agua se deben a un aumento en el consumo del combustible.

Algunas de las desventajas más importantes de esta técnica de disminución de emisiones de NO_x son el aumento de las emisiones de CO e hidrocarburos y una disminución en la eficiencia térmica de la instalación y un aumento en el consumo de combustible. La inyección de vapor provoca una mayor pérdida de rendimiento que la inyección de agua (3 – 4% para la inyección de agua). Además, la inyección directa de agua o vapor provoca una mayor sollicitación de los materiales (pueden

Figura 7.11: Reducción de NO_x mediante inyección de vapor o de agua [32, Rentz et ál., 1999]



aparecer pequeñas fisuras sobre la superficie del material debido al choque térmico) que si se la compara con la inyección de una mezcla de combustible/agua o vapor. Como consecuencia, esta última alternativa es la preferida. [32, Rentz et ál., 1999].

Los niveles de emisión pueden variar bastante dependiendo de la carga de la turbina. En numerosas instalaciones el vapor se puede producir sólo a elevadas cargas, lo que significa que las emisiones sólo se reducirán una vez que se haya alcanzado el nivel de carga base. Esto hace que la inyección de vapor tenga una utilidad menor en turbinas de gas que presenten grandes cambios de cargas. La inyección de vapor mejora los costes asociados con una turbina de gas de 140 MW_{th} en, aproximadamente, 1,7 millones de euros.

La inyección de agua o de vapor para reducir las emisiones de NO_x sólo se pueden ejecutar hasta un cierto límite. Si la velocidad del flujo de vapor que se inyecta en el quemador de combustible es muy elevada (normalmente, el suministrador de la turbina de gas fija un límite de la velocidad flujo vapor/velocidad flujo gas combustible = 1,2), los efectos del compresor comienzan a ser importantes. La cantidad de vapor (o agua) inyectada también puede ser responsable de los problemas acaecidos en la cámara de combustión (quemadores, manguitos, revestimientos, piezas de transición) con un efecto particular en el tiempo de vida y en

los riesgos de fallo con daños en la sección de la turbina aguas abajo. Además, el aumento de la concentración de vapor en el flujo de salida desde la cámara de combustión a la sección de la turbina impacta en la integridad de los álabes y de la tobera. De hecho, el coeficiente de intercambio de calor desde el flujo de salida con la superficie de las toberas o álabes es proporcional a la concentración de agua. Por ello, si la turbina de gas utiliza una gran cantidad de vapor o de agua con el fin de controlar las emisiones de NO_x , se pueden producir daños mecánicos y una disminución del rendimiento, aumentando los costes de mantenimiento y el riesgo de fallos.

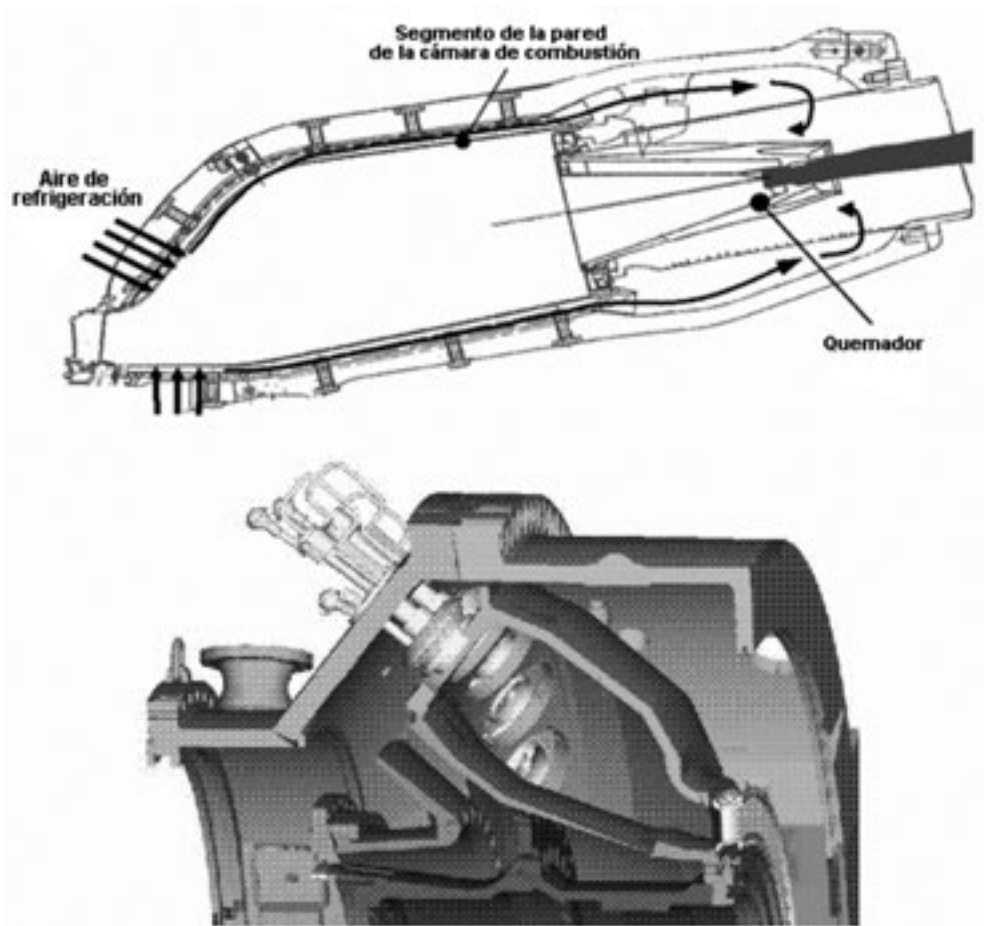
La inyección de agua o vapor requiere una preparación del agua utilizada para el proceso. En lugares donde no se utilice el vapor o el agua con otros propósitos, la inversión y el coste de funcionamiento resulta elevado. En el caso en que las estaciones de compresores de gas (con una potencia térmica instalada de entre 20 y 250 MW, con condiciones de funcionamiento cambiantes y con pocas horas de funcionamiento por año) estén situadas en lugares remotos, los costes totales son elevados. Además, para las turbinas de gas existentes, la conversión de un sistema de combustión de una turbina de gas a un sistema de inyección de vapor o de agua requiere una serie de cambios en el diseño y en la disposición de la turbina de gas. Esta tecnología no resulta apropiada para el sistema de transmisión de gas que existe en Europa.

7.1.7.3.2 Tecnologías de bajas emisiones de NO_x (ANS)

En la actualidad, los combustores con bajas emisiones de NO_x se aplican en las turbinas de gas de gran tamaño y parece que su empleo se está difundiendo en pequeñas instalaciones (por ejemplo, turbinas de gas con potencias incluso inferiores a 20 MW_e). La tecnología ANS también se ha aplicado recientemente a las turbinas de gas marinas (consulte también los apartados 7.1.12 y 7.5.5).

La característica básica de los combustores con bajas emisiones de NO_x (por ejemplo, la Figura 7.12) es que la mezcla de aire y combustible y la combustión tienen lugar en dos pasos sucesivos. Al mezclar el aire y el combustible antes de que se produzca la combustión, se obtiene una distribución homogénea de la temperatura y se alcanza una menor temperatura de la llama, lo que da lugar a una disminución en las emisiones de NO_x . En la actualidad, los combustores de bajas emisiones de NO_x representan una tecnología bien sedimentada, especialmente para turbinas de gas que utilicen gas natural. Se requieren posteriores desarrollos para las turbinas de gas que utilicen fuelóleos: en este tipo de turbinas no sólo hace falta realizar una premezcla del aire y del combustible antes de la combustión, también habrá que evaporar el combustible líquido. Como el tamaño de la partícula tiene un impacto sobre la velocidad de evaporación, las investigaciones actuales están centradas en desarrollar sistemas atomizadores de mayor eficacia. En Suecia, existe una central eléctrica basada en turbina de gas cuyos quemadores híbridos funcionan desde hace casi dos años con un combustible ligero en modo premezcla:

Figura 7.12: Esquema de una cámara de combustión ANS



se ha logrado una considerable reducción en las emisiones de NO_x , pero los valores obtenidos no son tan bajos como para el caso de la combustión de gas natural. Los sistemas ANS para las TG alimentadas con dos combustibles (gas y gasóleo) se encuentran todavía en desarrollo. Un fabricante afirma que este tipo de sistemas ANS de alimentación dual se encuentra ya disponible y ha sido probado.

Los sistemas de combustión con bajas emisiones de NO_x resultan muy eficaces y fiables. En la actualidad, casi todas las turbinas de gas de uso industrial se encuentran equipadas con sistemas de bajas emisiones de NO_x . Los quemadores modernos de bajas emisiones de NO_x mejoran los costes de explotación en aproximadamente 2 millones de EUR para una turbina de gas de $140 \text{ MW}_{\text{th}}$. Gracias a su mayor rendimiento, los nuevos quemadores tienen un funcionamiento muy económico, especialmente porque no presentan grandes pérdidas de energía debido a las pérdidas de combustible o en forma de hidrocarburos, etc. Los costes

de inversión son, aproximadamente, un 15% superiores, mientras que los costes de mantenimiento son aproximadamente un 40% mayores que en el caso de las turbinas de gas no DLE. La combustión seca con bajas emisiones de NO_x depende mucho del modelo, es decir, cada fabricante desarrolla una tecnología específica para cada modelo allá donde exista la suficiente demanda que justifique la investigación necesaria para su desarrollo. Para los modelos más antiguos o para los modelos que tengan una baja demanda relacionada con esta tecnología, puede que esta técnica no se encuentre disponible. Además, las primeras versiones de esta tecnología pueden tener niveles de emisión de NO_x ligeramente superiores que las versiones que han sido desarrolladas de forma más reciente.

7.1.7.3 Reducción catalítica selectiva (RCS)

En la actualidad son muchas las turbinas de gas que sólo utilizan medidas primarias para reducir las emisiones de NO_x , pero se han instalado sistemas de RCS en algunas turbinas de gas de Austria, Japón, Países Bajos y en los EE. UU. (especialmente en California). Se estima que, aproximadamente, existen en el mundo unas 300 turbinas de gas equipadas con sistemas de RCS. En un futuro próximo se ha planificado la construcción de turbinas de gas con sistemas de RCS en Dinamarca e Italia [32, Rentz et ál., 1999]. La Figura 7.13 y la Figura 7.14

Figura 7.13: Diseño GVRC e instalación de RCS [161, Joisten et ál.,]

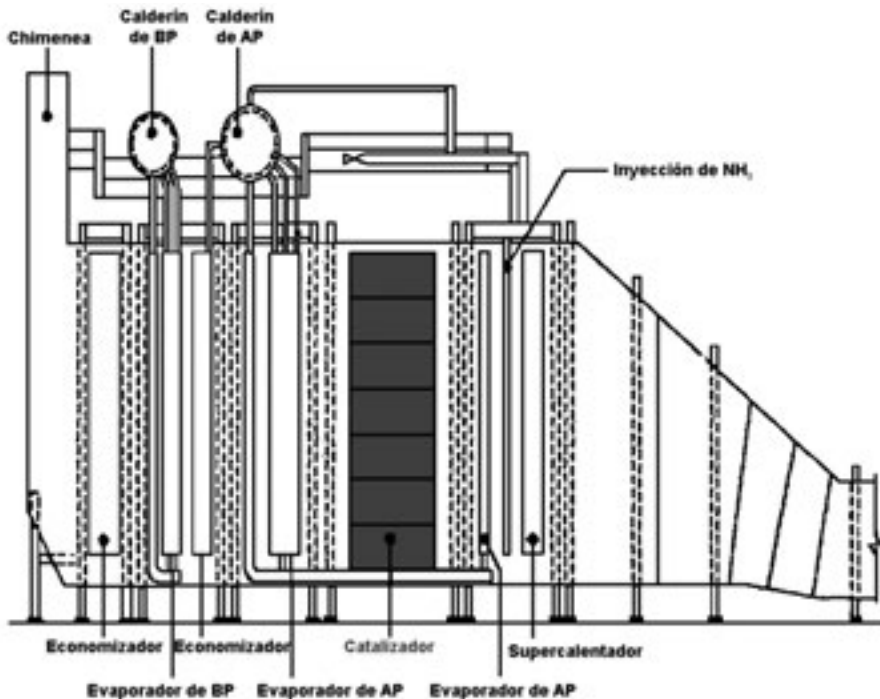
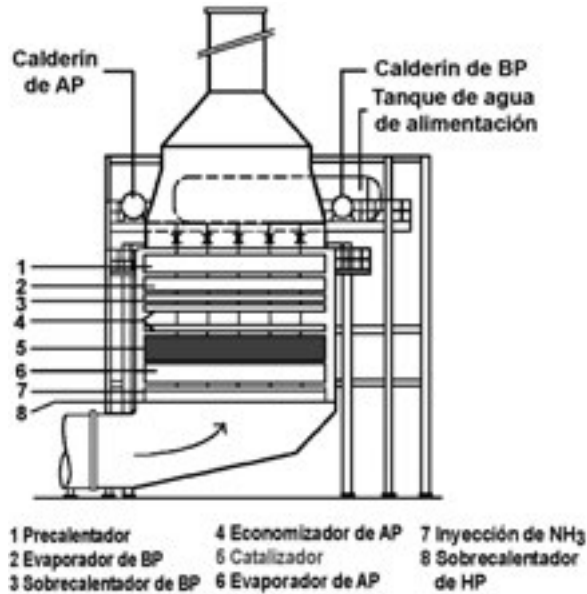


Figura 7.14: Instalación de RCS con flujo vertical [161, Joisten et ál.,]



muestran la forma en que se aplican los catalizadores de RCS dentro del concepto TGCC, primero en un GVRC horizontal y, en segundo lugar, en una instalación con una configuración de flujo vertical [161, Joisten et ál.,].

7.1.7.3.4 Comparación de los costes de control de las emisiones de NO_x en los años 1993 y 1999 para turbinas de gas

Tabla 7.2: Comparación de los costes de control de emisiones de NO_x en los años 1993 y 1999 para turbinas de gas (no se han considerado los costes de mejora) [182, OSEC, 1999]

Tecnología de control de NO _x	Potencia de la turbina (MW)	Reducción de la emisión (ppm)	1993		1999	
			Dólar EE. UU./tonelada	Cént. dólar EE. UU. /kWh	Dólar EE. UU./ tonelada	Cént. dólar EE. UU. /kWh
Inyección de vapor/agua	4 – 5	No contr. → 42	1.750 – 2.100	0,47 – 0,50	1.500 – 1.900	0,39 – 0,43
ANS	4 – 5	No contr. → 42	820 – 1.050	0,16 – 0,19	n/d ²	n/d
ANS	4 – 5	No contr. → 25	n/d ²	n/d	270 – 300	0,006 – 0,09
Comb. catalítica. ¹	4 – 5	No contr. → 3	n/d	n/d	1.000	0,32
RCS a baja temp.	4 – 5	42 → 9	n/d	n/d	5.900	1,06
RCS convencional	4 – 5	42 → 9	9.500 – 10.900	0,80 – 0,93	6.300	0,47
RCS a alta temp.	4 – 5	42 → 9	9.500 – 10.900	0,80 – 0,93	7.100	0,53

Tabla 7.2: Comparación de los costes de control de emisiones de NO_x en los años 1993 y 1999 para turbinas de gas (no se han considerado los costes de mejora) [182, OSEC, 1999] (continuación)

Tecnología de control de NO _x	Potencia de la turbina (MW)	Reducción de la emisión (ppm)	1993		1999	
			Dólar EE. UU./tonelada	Cént. dólar EE. UU./kWh	Dólar EE. UU./tonelada	Cént. dólar EE. UU./kWh
SCONO _x	4 – 5	25 → 2	n/d	n/d	16.300	0,85
Inyección de vapor/agua	20 – 25	No contr. → 42	980 – 1.100	0,24 – 0,27	980	0,24
ANS	20 – 25	No contr. → 25	530 – 1.050	0,16 – 0,19	210	0,12
Comb. catalítica. ¹	20 – 25	No contr. → 3	n/d ²	n/d	690	0,22
RCS a baja temp.	20 – 25	42 → 9	n/d	n/d	2.200	0,43
RCS convencional	20 – 25	42 → 9	3.800 – 10.400	0,30 – 0,31	3.500	0,20
RCS a alta temp.	20 – 25	42 → 9	3.800 – 10.400	0,30 – 0,31	3.800	0,22
SCONO _x	20 – 25	25 → 2	n/d	n/d	11.500 ³	0,46
Inyección de vapor/agua	160	No contr. → 42	480	0,15	480 ⁴	0,15
ANS	170	No contr. → 25	n/d ²	n/d	124	0,05
ANS	170	No contr. → 9	n/d	n/d	120	0,055
Comb. catalítica. ¹	170	No contr. → 3	n/d	n/d	371	0,15
RCS convencional	170	42 → 9	3.600	0,23	1.940	0,12
RCS a alta temp.	170	42 → 9	3.600	0,232	2.400	0,13
SCONO _x		25 → 2	n/d	n/d	6.900 ²	0,29

Notas:

(1) Los costes se han estimado según la tecnología del combustor catalítico «Xonon™» de la empresa Catalytica que entró en servicio comercial en el año 1999. Los costes anuales estimados que fueron proporcionados por el fabricante no están basados en instalaciones «probadas en la práctica».

(2) «n/d» significa tecnología que no estaba disponible en el año 1993 o tecnología que estaba obsoleta en el año 1999.

(3) El fabricante SCONO_x™ proporcionó una cuota de 83 MW unidad. La cuota se ha ampliado hasta alcanzar el tamaño apropiado para la unidad.

(4) La turbina de gas de carga base instalada en 1990 es la única turbina de carga base que se encuentra equipada con inyección de vapor. Todas las posteriores máquinas de carga base han sido equipadas con ANS. Por este motivo, las cifras de 1993 se supone que no han cambiado para la inyección de vapor.

Los costes enumerados en la Tabla 7.2 dependen sobre todo de las condiciones de contorno específicas de la turbina de gas y puede que la transferencia a otras centrales no sea posible. Los datos de costes no son aplicables para las instalaciones marinas.

7.1.8 Control de emisiones de NO_x para turbinas de encendido por chispa (EC) y doble combustible (modo gas)

El parámetro más importante que gobierna la velocidad de formación de NO_x en motores de combustión interna es la temperatura de la combustión; cuanto mayor sea esta temperatura mayor será el contenido de NO_x en los gases de salida. Un método para reducir la temperatura de combustión es disminuir la relación combustible/aire, la misma cantidad de calor liberada por la combustión del combustible se utiliza posteriormente para calentar una mayor masa de gases de salida, lo que da lugar a una menor temperatura de combustión máxima. Esta medida primaria, denominada método de combustión pobre en motores alternativos, resulta análoga a los combustores de bajas emisiones de NO_x en las turbinas de gas. Las instalaciones de motores de gas (EC y DC) presentan bajos niveles de emisiones de NO_x debido al método de combustión pobre. En algunas aplicaciones especiales (por ejemplo, plantas de mayor tamaño en zonas de difícil acceso en los EE. UU.), las turbinas de gas están equipadas con sistemas de RCS para obtener reducciones adicionales en las emisiones de NO_x .

Los motores de combustión pobre de encendido por chispa (EC) y de doble combustible (DC) en modo gas suelen estar equipados con un catalizador de oxidación para la eliminación de CO. La emisión COVNM de los motores de gas de combustión pobre y encendido por chispa (EC) y de doble combustible (DC) en modo gas dependen de la composición del gas natural. Dependiendo de la legislación que se encuentre en vigor y de la composición del gas natural, puede que se necesite utilizar técnicas secundarias de reducción de emisiones COVNM, en algunos casos, y para obtener reducciones simultáneas de CO y COVNM se aplican en ocasiones catalizadores de oxidación.

En general, en el caso de sistemas de RCS aplicados a motores, el agente de reducción utilizado es una solución de urea. Para aplicaciones con cargas variables, las emisiones del motor se miden a diferentes niveles de carga durante la puesta en funcionamiento. Los valores medidos de las emisiones se introducen luego en los controles del sistema, lo que asegura que el agente de reducción se inyecta en el chorro de gases de salida en las cantidades adecuadas para los niveles fluctuantes de NO_x . El tipo de catalizador y el tamaño del reactor de RCS están particularizados para las restricciones de la caída de presión de cada aplicación particular con el fin de que el rendimiento del motor no se vea afectado por ningún cambio [167, Rigby et ál., 2001].

7.1.9 Control de emisiones NO_x para las calderas alimentadas con gas

En general, las calderas y sistemas de combustión se encuentran diseñados para realizar la combustión con bajas emisiones de NO_x . Básicamente, existen tres formas distintas de reducir estas emisiones:

- aplicación de un quemador de bajas emisiones de NO_x . Las condiciones para las bajas emisiones de NO_x son contar con una baja temperatura en la zona principal de combustión y un tiempo lo suficientemente largo de retención de los gases de combustión en el horno para que se produzca su combustión completa. Este hecho reducirá la temperatura de la llama;
- la recirculación de los gases de combustión es un método que puede resultar eficaz si un porcentaje elevado de la emisión es NO_x térmico. Reduce también la temperatura de la llama y la concentración de oxígeno;
- la combustión realizada en dos etapas reduce la reacción entre el oxígeno y el nitrógeno contenidos en el aire durante el proceso de combustión. Se pueden lograr bajas emisiones de NO_x suministrando el aire en tres etapas alrededor de cada quemador y aumentando la cantidad de aire por encima de cada quemador y dosificando con precisión estos chorros de aire.

Las emisiones de NO_x , que están normalizadas para las calderas alimentadas con gas, son inferiores a 100 mg/Nm^3 .

7.1.10 Tratamiento del agua y del agua residual

Para la turbina de gas y el generador de vapor con recuperación de calor (GVRC) se necesita agua desmineralizada con los siguientes propósitos:

- como agua de relleno para el GVRC con el fin de compensar las pérdidas de presión del agua en los depósitos. Si se aplica el método de inyección de agua o de vapor, se tendrán que compensar las pérdidas de agua añadiendo agua de relleno. La calidad tiene que cumplir con los requisitos de los fabricantes y, por lo tanto, normalmente se requiere el tratamiento del agua. Normalmente, es suficiente con la desmineralización del agua para satisfacer estos requisitos;
- para limpiar el compresor de la turbina de gas se utiliza normalmente agua desmineralizada. Para el lavado en línea, se utiliza en ocasiones la condensación proveniente del ciclo agua/vapor pero, en general, se suministra agua desmineralizada a una unidad independiente de lavado por agua. Para el lavado fuera de línea se añade un detergente al agua desmineralizada para mejorar el efecto del lavado.

El funcionamiento de la turbina de gas y del GVRC (en el caso de que se utilice) conduce a la formación de las siguientes aguas residuales:

- agua de purga del sistema de circulación de la caldera para mantener la calidad del agua de la caldera. Ésta suele contener aditivos para proteger la caldera frente a corrosión, tal como amoníaco, hidróxido de sodio o fosfatos. En la práctica, esta agua de purga se enfría y vierte a los sistemas de alcantarillado o a una central de tratamiento de aguas si no cumple los requisitos establecidos

- el agua residual proveniente de los procesos de limpieza de la turbina de gas se puede verter o se debe considerar como un residuo químico, dependiendo de los detergentes utilizados en el lavado y de los materiales eliminados del compresor;
- el agua contaminada con combustible líquido o con fluidos que contienen combustibles líquidos. Este agua se suele recoger en un sistema propio de recogida y se vierte de manera independiente a la central de tratamiento de aguas;
- otras aguas residuales de la central, tales como el agua de la depuradora. Normalmente, este tipo de agua se vierte al sistema de alcantarillado doméstico.

En ocasiones, resultan necesarios tratamientos posteriores del agua residual de la turbina de gas (o GVRC, si se aplica) para cumplir con los requisitos de su vertido.

7.1.11 Control de emisiones de ruido

Los equipos de gran tamaño utilizados en las centrales eléctricas alimentadas por gas pueden aumentar las emisiones de ruido o provocar ruidos debido a la vibración de la maquinaria. En estos casos, se pueden disminuir las emisiones de ruido de la forma siguiente:

- ubicando las turbinas de gas, turbinas de vapor y generadores dentro de recintos cerrados;
- ventilando los recintos cerrados con ventiladores de bajo ruido;
- añadiendo el revestimiento adecuado a la estructura de soporte de la turbina de vapor;
- incluyendo silenciadores de alto nivel en las chimeneas;
- ubicando las bombas de alimentación de las calderas en recintos cerrados;
- construyendo un recinto para las bombas que se encargan de hacer circular el agua de refrigeración;
- usando ventiladores de un nivel moderado de ruido en las torres de refrigeración (se debe advertir que las emisiones de ruido correspondientes a los sistemas de refrigeración por agua de paso único son menores que para las torres de refrigeración).

7.1.12 Instalaciones de combustión marinas

Las instalaciones de producción de petróleo y gas del sector marino del RU y Noruega, basadas en estructuras de soporte de hormigón y acero y módulos superiores que contienen equipos de proceso de gas y de petróleo, utilizan normalmente turbinas de gas para generar electricidad y accionar grandes bombas y compresores, con motores alternativos de combustión interna («diésel») para la generación de emergencia y, en ocasiones, para impulsar las bombas de extinción de incendios. Estas instalaciones de combustión operadas en plataformas marinas

Figura 7.15: Plataforma petrolífera del Mar del Norte [150, Marathon OIL, 2000]



en el Mar del Norte están incluidas en la Directiva IPPC, es decir, para una potencia térmica nominal que supera los 50 MW para las turbinas de gas. En la actualidad se encuentran en funcionamiento un número total de unas 270 turbinas. En general, estas turbinas están alimentadas con gas natural extraído en el propio campo de operaciones. Parte de este gas no resulta adecuado para otros propósitos y, por tanto, se tiene que quemar o expulsar al aire. Además, no se puede procesar por completo y varía tanto en composición como en poder calorífico entre las distintas plataformas petrolíferas e, incluso, dentro de la misma plataforma, su composición varía con el tiempo [124, OGP, 2000].

Por razones técnicas y por seguridad, el 44% de las turbinas que están en funcionamiento en plataformas marinas son del tipo de «doble combustible» y pueden ser alimentadas tanto por gas natural extraído del campo petrolífero o por combustible diésel. Las turbinas de doble combustible se emplean normalmente para generar la energía eléctrica necesaria para efectuar las actividades normales a bordo de la plataforma. Funcionan con combustible diésel en condiciones de emergencia o no rutinarias, por ejemplo, cuando la producción de gas ha disminuido. El diésel se utiliza también para las operaciones de encendido cuando sólo se dispone de una cantidad limitada de gas natural. El 56% restante de las turbinas que se encuentran en funcionamiento en las plataformas marinas son de tipo gaseoso simple y se utilizan principalmente para unidades mecánicas, tales como compresión de gas [124, OGP, 2000]. En las plataformas marinas se utilizan dos tipos básicos de turbinas industriales de gas, las turbinas de gas aeroderivativas

y las turbinas de gas industriales. El motor alternativo de doble combustible (DC) es un nuevo tipo de motor principal utilizado en el mercado marino (véase el apartado 7.1.3.2 para obtener más información sobre este tipo de motor).

Las turbinas de gas aeroderivativas están más adaptadas a las cargas variables que las unidades de elevada resistencia y, por lo tanto, se utilizan con mayor intensidad en el bombeo del petróleo y del gas, así como en la generación de electricidad. Las turbinas pueden contener más de un eje concéntrico para obtener un rendimiento óptimo de las distintas etapas de la expansión del gas y de la compresión del aire.

Las turbinas de gas industriales se utilizan principalmente para la generación de electricidad. Suelen construirse como máquinas de un solo eje donde el compresor, la turbina y la turbina de potencia se mueven con dicho eje. Para ponerla en marcha hay que acelerar todo el rotor hasta alcanzar la velocidad de autosustentación; para ello se emplea normalmente un motor diésel o un motor eléctrico. Cuando se utiliza para generar electricidad, pueden mantener un buen control de la velocidad, incluso en el caso de pérdida de carga eléctrica [123, DTI, 2001].

Aunque las plataformas marinas de extracción de petróleo y gas utilizan algunos equipos de combustión que son comunes con las aplicaciones en tierra, las instalaciones suelen ser más complejas y presentan mayores riesgos para el medio ambiente que, por ejemplo, una central eléctrica terrestre, lo que da lugar a mayores costes de explotación debido a las siguientes razones:

- la logística relacionada con el transporte del personal y equipamiento hasta la plataforma;
- una capacidad de alojamiento limitada para el personal adicional durante los trabajos de modificación, lo que puede transformarse en un periodo de instalación más prolongado o en la necesidad de alquilar un flotel (hotel flotante);
- costes horarios de personal más elevados;
- los trabajos en caliente efectuados en las áreas de proceso suponen un riesgo de seguridad; por ello, una parte importante del trabajo tendrá que efectuarse en los hábitats (lo que aumentará el coste) o durante una parada completa (pérdida de la producción);
- también hay que modificar los sistemas de protección contra incendios que suelen ser más complejos y sofisticados;
- si las modificaciones a realizar requieren más espacio, tal vez haya que efectuar un trabajo de modificación estructural (si es posible) lo que resulta caro;
- el valor de la producción perdida o retrasada suele ser, con frecuencia, más importante que en el caso de una instalación terrestre.

Además, el espacio y el peso son factores a tener en cuenta, lo que conduce a equipos de mayor densidad que los utilizados en las aplicaciones en tierra. Además, se intenta evitar cualquier complejidad innecesaria en las plataformas marinas,

debido a la penalización del peso, espacio y facilidad de manipulación, además de los factores de seguridad [123, DTI, 2001]. Por lo tanto, los sistemas de mayor complejidad, tales como las centrales de ciclos combinados, se aplican únicamente en muy pocos casos ya que son sistemas que requieren un empleo importante de sustancias químicas o equipos de soporte complejos, por ejemplo, dispositivos de limpieza de gases de combustión.

7.1.12.1 CONTROL DE LAS EMISIONES AL AIRE DE LAS TURBINAS DE GAS INSTALADAS EN PLATAFORMAS MARINAS

Al analizar los mecanismos de formación del óxido nítrico (consulte también el apartado 1.3.2.2) se comprueba que para limitar su formación hay que diseñar el equipo de combustión de tal forma que se reduzca la temperatura global y el tiempo de residencia y minimizar la formación de puntos calientes optimizando la mezcla de aire y combustible.

Sin embargo, mejorar la eficiencia térmica operando a temperaturas más elevadas tiende a aumentar las concentraciones de óxido nítrico aunque las emisiones másicas se pueden reducir debido a un aumento de la eficiencia energética; sin embargo, este fenómeno está muy relacionado con la máquina. Además, las emisiones de NO_x pueden aumentar las condiciones de carga y habrá que tener en cuenta este tema cuando se revisen las propuestas de diseño.

Las inyecciones de agua y vapor están disponibles para una amplia gama de turbinas de gas. Este método requiere modificar los inyectores de combustible o instalar un distribuidor independiente de inyección de agua. La relación de agua inyectada/combustible estará predefinida. Por ejemplo, para una instalación de $50 \text{ MW}_{\text{th}}$ de potencia de entrada se necesitarán unas tres toneladas/hora de agua para lograr una reducción del 65% en los óxidos de nitrógeno. Hay un ligero incremento en la potencia de salida pero se produce una ligera disminución en el rendimiento de la turbina. Sin embargo, el agua debe tener una calidad de, al menos, «agua de alimentación de caldera de alta presión» y estas calidades y cantidades no suelen encontrarse disponibles en las plataformas marinas.

La inyección de vapor en la cámara de combustión de una turbina de gas tiene el mismo efecto que la inyección de agua en el refrigerador del combuster, reduciendo los óxidos térmicos del nitrógeno. Para una instalación de $50 \text{ MW}_{\text{th}}$ de entrada, se necesitan unas cuatro toneladas/h de vapor para obtener una reducción del 65% en óxidos de nitrógeno. El ciclo Cheng de inyección de vapor que, simultáneamente, permite reducir la formación de NO_x y aumentar el rendimiento, y que se puede aplicar a todas las turbinas de combustible gaseoso con combustión convencional (tecnología de llama de difusión), se puede aplicar también a las turbinas de las plataformas marinas. La inyección convencional de vapor en las turbinas alimentadas por gas se ha descrito en el apartado 7.1.7.3.1 en el presente BREF, gracias a ella se puede alcanzar una reducción de las emisiones de entre

el 40 y el 60% de NO_x sin un aumento significativo en la emisión de CO. Sin embargo, el ciclo Cheng de inyección de vapor proporciona soluciones que hacen que esta técnica de control de las emisiones de NO_x sea más adecuada que la inyección convencional de vapor. El sistema Cheng proporciona una mezcla única de combustible gaseoso y vapor para que se puedan reducir las emisiones de NO_x en hasta un 95%. Una vez más, el agua de alta calidad requerida para producir vapor no suele encontrarse disponible en las plataformas marinas [123, DTI, 2001].

Algunos fabricantes de turbinas están desarrollando tecnologías de bajas emisiones secas de NO_x (DLE) para las nuevas turbinas y equipos mejorados. Esta tecnología consiste en un equipo de análisis del gas y software integrado en el sistema de gestión del motor y del combustible. Debido a las restricciones especiales de las plataformas marinas (es decir, espacio, complejidad y peso), que hacen que la inyección de agua y vapor no resulte una solución práctica, la tecnología de las bajas emisiones secas de NO_x se aplica actualmente a algunas turbinas de gas en las plataformas noruegas. Tal y como han informado [122, Carstensen y Skorpning, 2000] las turbinas DLE se instalan con mayor frecuencia en aplicaciones de accionamiento mecánico. Este hecho se debe a que muchas de las turbinas utilizadas en la generación de electricidad tienen un sistema de doble combustible. Las turbinas que combinan funciones de premezcla así como la posibilidad de utilizar combustible líquido todavía carecen de la suficiente experiencia práctica y, por lo tanto, no se aplican a dichas turbinas.

La $\text{NO}_x\text{RED-TG}$ se puede aplicar a las nuevas y a las ya existentes turbinas de gas, pero su mercado principal se encuentra en las turbinas SAC de las plataformas marinas. Como se inyecta amoníaco en pequeñas cantidades tras la cámara de combustión, el sistema $\text{NO}_x\text{RED-TG}$ no afectará a las condiciones de combustión ni al rendimiento de la turbina. La técnica se puede usar en turbinas de doble combustible y de combustible único, y es independiente de la calidad del combustible.

Las técnicas de postcombustión tales como la RCS se han aplicado a las turbinas de gas de varios países europeos y en centrales de Japón y California con el fin de cumplir con la normativa de baja emisión para óxidos de nitrógeno. La RCS es una reducción química de los óxidos de nitrógeno utilizando un agente reductor, normalmente gas amoníaco. De acuerdo con el espacio y el peso de este tipo de sistema y, en particular, de los problemas de salud y seguridad relacionados con el almacenamiento y manipulación del amoníaco, esta técnica todavía no se ha aplicado y no se considera particularmente viable en la actualidad en las instalaciones de combustión de las plataformas marinas.

El sistema paramétrico de supervisión de emisiones, denominado SPSE, se puede contemplar como una alternativa para la supervisión continua de las plataformas marinas SCSE. El sistema SPSE se utiliza ampliamente en los EE. UU. como una técnica de supervisión de las emisiones de NO_x . En los EE. UU., el operador de una instalación puede aplicar el sistema SPSE en lugar del SCSE si la insta-

lación puede demostrar que el nuevo SPSE tiene «la misma o mejor precisión, fiabilidad, accesibilidad y oportunidad que los ofrecidos por los sistemas continuos de supervisión de la emisión».

7.1.12.2 RENDIMIENTO DE LAS TURBINAS DE GAS DE LAS PLATAFORMAS MARINAS

En las plataformas marinas se utilizan mayoritariamente configuraciones de ciclo abierto o simple, debido a razones de espacio, peso y de facilidad de manipulación. Para las más recientes y grandes turbinas de gas se pueden esperar rendimientos térmicos de hasta un 40%. Sin embargo, las turbinas de gas ya existentes, bajo condiciones de funcionamiento normal, presentan una eficiencia térmica habitual de 30 – 35%. Rendimientos térmicos superiores pueden conducir a temperaturas de combustión más elevadas que aumentarían la producción de NO_x , lo que implicaría a su vez diseños más sofisticados de la cámara de combustión para conseguir rendimientos térmicos elevados y bajas emisiones [123, DTI, 2001].

El rendimiento de las propias turbinas es sólo uno de los factores de la eficiencia energética total que hay que tener en cuenta para su instalación en las plataformas marinas. Para obtener una producción energética más eficiente en las plataformas hay que tener en cuenta numerosos factores, algunos de los cuales se enumeran a continuación:

- optimización del proceso con el fin de minimizar el consumo energético y los requisitos mecánicos;
- utilizar unidades de velocidad variable para grandes equipos rotatorios para el caso de que las cargas sean variables;
- optimizar el tamaño de las líneas para reducir las caídas de presión, utilizando expansores y bombas hidráulicas para usar caídas de presión en lugar de estrangulamientos;
- optimizar el tamaño del equipo para evitar el reciclaje y el funcionamiento a carga parcial;
- optimizar y mantener los sistemas de entrada y salida de tal forma que mantengan las pérdidas de presión al mínimo;
- utilizar el calor de salida de la turbina de gas para la calefacción de la plataforma.

7.2 Ejemplos de técnicas y procesos aplicados

Esta parte del capítulo 7 contiene una serie de ejemplos sobre técnicas y procesos que se aplican actualmente en las distintas instalaciones de combustión basadas en combustibles gaseosos. El objetivo de estos ejemplos es demostrar la forma en que se han aplicado determinadas técnicas en las centrales nuevas o mejoradas con el fin de asegurar un elevado nivel de protección para el medio ambiente en su conjunto, teniendo en cuenta, en cada caso, los requisitos ambientales y las

condiciones específicas de cada sitio particular. Sin embargo, a partir de la información recogida, no siempre resulta claro si cada una de las técnicas descritas en estos ejemplos han sido evaluadas contra la definición de MTD proporcionada en el apartado 11 del artículo 2 de la Directiva así como contra la lista de «aspectos que deben tenerse en cuenta con carácter general o en un supuesto particular cuando se determinen las mejores técnicas disponibles (...), teniendo en cuenta los costes y ventajas que pueden derivarse de una acción y los principios de precaución y prevención» y, como consecuencia, en qué forma se ha seleccionado y aplicado la técnica. Además, no se puede garantizar que el rendimiento ambiental presentado sea constante y continuo bajo cualquier condición de funcionamiento, durante cuánto tiempo, en el caso de que surja algún problema y qué efectos cruzados tiene, si es que hay alguno. Además, tampoco resulta siempre evidente cuál es el auténtico motivo para aplicar la técnica y en qué forma se encuentran relacionados los costes y beneficios ambientales en cada caso. Por lo tanto, la información proporcionada en los siguientes ejemplos tiene como único objetivo proporcionar indicaciones generales de las prácticas actuales comunicadas y no la de ser consideradas como puntos de referencia apropiados. Las técnicas que se muestran como ejemplos se derivan de la información suministrada y evaluada por los miembros del grupo de trabajo técnico como parte del intercambio de información sobre las GIC.

7.2.1 Técnicas individuales para reducir las emisiones de las grandes instalaciones de combustión alimentadas por combustible gaseoso

EJEMPLO 7.2.1.1 INYECCIÓN DE AGUA COMO MEDIDA PRIMARIA PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE NO_x DE LAS TURBINAS DE GAS

Descripción: en la central de este ejemplo, se aplicó el sistema de inyección de agua en una turbina de gas de 25 MW_e, aunque también se puede aplicar este sistema a turbinas de tamaño mucho mayor. La inyección de agua se puede llevar a cabo, en general, bien por la inyección de una mezcla de agua y combustible o inyectando agua directamente a través de los inyectores dentro de la cámara de combustión.

Beneficios ambientales obtenidos: reducción en las emisiones de NO_x tal y como se muestra en la Tabla 7.3. Gracias a la inyección de agua las emisiones de NO_x se redujeron de 400 mg/Nm³ a, aproximadamente, 60 mg/Nm³.

Tabla 7.3: Emisión de NO_x y CO aplicando el sistema de inyección de agua a una turbina de gas [44, Ministerio de Medio Ambiente de Austria, 2000]

	Valores medidos de emisión
CO (mg/Nm ³)	5 – 7
NO _x (mg/Nm ³)	48 – 57

Campo de aplicación: la inyección de agua se puede aplicar a las turbinas de gas nuevas y ya existentes.

Efectos cruzados: como la inyección de agua puede aumentar la cantidad de CO producido en la turbina de gas, se instaló un catalizador de CO para oxidar el CO en CO₂. El agua o el vapor inyectado en las turbinas de gas necesita tener una pureza muy elevada y, por lo tanto, la aplicación de esta técnica requiere el empleo de una central de tratamiento de agua de elevada calidad que, a su vez, crea un líquido efluente que tiene que eliminarse.

Datos de funcionamiento: el rendimiento de la turbina de gas es del 36%. La inyección de agua o vapor para reducir el NO_x sólo se puede realizar hasta cierto límite. Si la tasa de flujo del vapor inyectado en el quemador del combustible es demasiado elevada (normalmente el suministrador de la turbina de gas fija el valor 1,2 como límite en la relación flujo del vapor/flujo del gas combustible), los efectos en el compresor son importantes.

Aspectos económicos:

Motivo principal para su implantación: bajas emisiones de NO_x

Bibliografía: [44, Ministerio de Medio ambiente de Austria, 2000], [32, Rentz et ál., 1999], [182, OSEC, 1999].

EJEMPLO 7.2.1.2 TURBINA DE GAS EQUIPADA CON UNA CÁMARA DE COMBUSTIÓN DE BAJAS EMISIONES DE NO_x

Descripción: la turbina de gas funciona como parte de una central de calefacción de distrito en Austria. La turbina de gas tiene una potencia de 40 MW_e y está equipada con una cámara de combustión de bajas emisiones de NO_x para reducir la generación de los óxidos de nitrógeno. La característica básica de los combustores de bajas emisiones de NO_x es que la mezcla y combustión del aire y del combustible tienen lugar en dos pasos sucesivos. Al mezclar el aire de combustión y el combustible antes de que se produzca la combustión, se alcanza una distribución homogénea de la temperatura y una menor temperatura de la llama, lo que da lugar a unas menores emisiones de NO_x.

Beneficios ambientales obtenidos: bajos niveles de emisión de NO_x y CO.

Campo de aplicación: la tecnología de bajas emisiones de NO_x está disponible para las nuevas turbinas de gas y también se puede aplicar para mejorar una gran cantidad de turbinas de gas ya existentes.

Efectos cruzados: ninguno.

Datos de funcionamiento: los niveles de NO_x y CO se miden de forma continua. Los datos medidos se transfieren en línea a la autoridad competente.

Tabla 7.4: Concentraciones medidas de las emisiones producidas por una turbina de gas dotada de una cámara de combustión con bajas emisiones de NO_x

	Media de las emisiones medidas cada media hora, a 15% O_2 (mg/Nm^3)	Comentarios
NO_x	33	Quemador de bajas emisiones de NO_x , medida continua
CO	35	Medida continua
Polvo	<1	Determinada mediante cálculo
NH_3	<2	Medida discontinua

Aspectos económicos: el coste de los combustores ANS puede variar drásticamente para el mismo tamaño de turbina cuando la oferta proviene de distintos fabricantes. Como ejemplo, el coste incremental de un combustor ANS para una nueva turbina de gas del fabricante A (5,2 MW) fue aproximadamente de 180.000 EUR, mientras que el coste incremental para un combustor ANS similar del fabricante B (5,1 MW) fue de 20.000 EUR. La discrepancia en coste está relacionada con el rendimiento, complejidad de diseño y factores de fiabilidad/mantenimiento. Los costes de la inversión asociados con la mejora se pueden estimar en 20 – 40 EUR/kWe.

En la actualidad, se puede suponer que los combustores de bajas emisiones de NO_x disponibles para las centrales de nueva construcción no son más caros que los primeros combustores convencionales. Por lo tanto, para las nuevas instalaciones, los costes adicionales asociados con el empleo de combustores de bajas emisiones de NO_x se pueden considerar despreciables.

Motivo principal para su implantación: bajos niveles de emisión de NO_x y CO.

Bibliografía: [32, Rentz et ál., 1999], [44, Ministerio de Medio Ambiente de Austria, 2000], [182, OSEC, 1999].

EJEMPLO 7.2.1.3 SISTEMAS DE RCS APLICADOS A LAS TURBINAS DE GAS EN COMBINACIÓN CON LAS CALDERAS DE RECUPERACIÓN DE CALOR

Descripción: el proceso de RCS se aplica con frecuencia para reducir los óxidos de nitrógeno que aparecen en los gases de salida para las grandes instalaciones de combustión (consulte el capítulo 3 para obtener información más detallada). Se utiliza en varios países, tales como los EE. UU. y Japón, y cuenta con una am-

plia aceptación en Europa, en particular en Austria, Francia, Alemania y los Países Bajos. En Italia también se ha aplicado la técnica de la RCS pero sólo en una turbina de gas que no utiliza un combustible comercial. Se han planificado nuevas aplicaciones en Dinamarca. En los EE. UU. (especialmente en California, tal y como se describe a continuación), el empleo de las turbinas de gas RCS se realiza en las aplicaciones de cogeneración. Aproximadamente, el 85% de las 300 unidades equipadas tienen una capacidad comprendida entre 20 y 80 MW_{th}. Algunas unidades se realiza en el rango de potencia de 3 – 10 MW_{th} [32, Rentz et ál., 1999].

Ejemplos:

- en el caso A, se especificó una turbina de gas de ciclo único en una autorización emitida en California, EE. UU., con un límite de 5 ppmvs de NO_x (aprox. 10 mg/Nm³) a 15% O₂ medio durante tres horas con un escape de amoníaco limitado a 20 ppmvs a 15% O₂. Esta resolución fue tomada para una turbina de gas de 42 MW con un sistema de inyección de agua y RCS. Esta turbina se encuentra en funcionamiento desde 1995 [183, Calepa, 1999].
- en otro caso (caso B), se emitió una autorización para una turbina de gas de ciclo combinado (TGCC) en California, EE. UU., con un límite de 2,5 ppmvs de NO_x (aprox. 5 mg/Nm³) a 15% O₂ medio durante una hora con un escape de amoníaco limitado a 10 ppmvs a 15% O₂. Esta resolución fue tomada para una turbina de gas con una potencia nominal de 170 MW con combustores de bajas emisiones de NO_x y RCS [183, Calepa, 1999].
- el tercer caso (caso C) se trata de una turbina de gas de ciclo combinado que funciona bajo el límite de 3 ppmvs de NO_x (aprox. 6 mg/Nm³) a 15% O₂ de media medido durante tres horas con un escape de amoníaco limitado a 10 ppmvs a 15% O₂. Este nivel de emisión se logró también en California, EE. UU., con una turbina de gas de ciclo combinado de 102 MW. La turbina de gas está equipada con combustores de bajas emisiones de NO_x y un sistema de RCS. Esta unidad ha estado en funcionamiento desde octubre de 1997 [183, Calepa, 1999].

Existen otros importantes proyectos de ciclo combinado y de centrales eléctricas de cogeneración que están siendo tutelados por la Comisión de Energía de California (CEC) con un límite de emisiones de 2,5 ppmvs de NO_x (aprox. 5 mg/Nm³) a 15% O₂ medido durante una hora.

Campo de aplicación: se pueden utilizar los sistemas de RCS en las nuevas centrales pero también en las mejoradas si ya se había tenido en cuenta este sistema durante la fase de diseño. El tiempo de vida de un sistema de RCS normalmente supera los 5 a 8 años sin ninguna regeneración o sustitución.

Efectos cruzados: se emplea amoníaco como aditivo. Su uso puede dar lugar a la emisión de ciertas cantidades de amoníaco.

Beneficios ambientales obtenidos:

Tabla 7.5: Emisiones de NO_X medidas utilizando un sistema de RCS en una turbina de gas

Parámetros	Valor	Comentarios
Concentración de NO _X en los gases limpios de combustión	5 – 42 mg/Nm ³	Referencia contenido del 15% en O ₂
Reducción de NO _X	60 – 85 (95)%	
Relación molar de NH ₃ /NO _X	0,9 – 1,6	

Datos de funcionamiento:

Tabla 7.6: Datos de funcionamiento utilizando un sistema de RCS con una turbina de gas

Parámetros	Valor	Comentarios
Temperatura de funcionamiento (°C)	170 – 510	Catalizador basado en óxidos metálicos (V, Ti), sobre Ti, silicio o W
	315 – 510	Catalizador de zeolitas (basado en bases de metales preciosos)
Caída de presión en el catalizador (105 Pa)	0,0047 – 0,015	

Aspectos económicos:

Tabla 7.7: Coste de los componentes del sistema RCS para una turbina de gas

Coste	Porcentaje sobre las inversiones totales
Instalación: <ul style="list-style-type: none"> • cubierta del reactor • suministro del amoníaco (sistemas de almacenamiento, vaporización e inyección) • conducción de los gases de combustión • equipo de supervisión y control • instalaciones electrotécnicas • aislamiento, pintura, etc. 	30%
Construcción y puesta en marcha	30%
Planificación, licencia, imprevistos	10%
Primer llenado del catalizador	30%
Inversión total para la unidad de RCS	100%

Tabla 7.8: Costes asociados con un sistema de RCS para una turbinas de gas

Tipo del catalizador	RCS		RCS tras una mejora ANS
	Nueva	Mejora	
Requisitos del volumen del catalizador (m³/MW_e)			
Alta temperatura	3 – 4	4 – 5	3
Baja temperatura	1,5 – 2	2 – 2,5	1,5
Precio del catalizador (EUR/m³)			
Alta temperatura	12.000	12.000	12.000
Baja temperatura	24.000	24.000	24.000

Los costes de funcionamiento mencionados incluyen los costes asociados con el consumo de amoníaco, consumo de vapor, consumo eléctrico, sustitución del catalizador, mantenimiento y reparación, seguros e impuestos y posible personal, administración y costes de eliminación del catalizador.

Los avances en la tecnología de RCS producidos en años recientes han dado lugar a una reducción del 20 por ciento en la cantidad de catalizador requerido para alcanzar un determinado nivel de NO_x. Además, el aumento de la experiencia obtenida en el diseño e instalación de unidades de RCS ha permitido disminuir los costes de ingeniería. Estos dos factores han reducido sustancialmente los costes asociados con los sistemas de RCS. Del mismo modo también se han reducido los costes de funcionamiento a través de innovaciones, tales como utilizar gases de combustión calientes para precalentar el aire de inyección del amoníaco, lo que disminuye los requisitos de potencia del sistema de inyección del amoníaco [183, Calepa, 1999], [182, OSEC, 1999].

Motivo principal para su implantación: reducción de las emisiones de NO_x.

Bibliografía: [32, Rentz et ál., 1999], [57, Ministerio de Medio Ambiente de Austria, 2000], [183, Calepa, 1999].

EJEMPLO 7.2.1.4 SISTEMAS DE RCS APLICADOS A LAS CENTRALES DE MOTOR ALIMENTADAS CON GAS

Descripción: el proceso de la RCS es un sistema muy utilizado que permite reducir la presencia de óxidos de nitrógeno en los gases de salida para grandes instalaciones de combustión. El sistema de RCS también se ha aplicado a las centrales de motor alimentadas con gas, principalmente en los EE. UU.

Beneficios ambientales obtenidos: bajas emisiones de NO_x.

Datos de funcionamiento: la Tabla 7.9 enumera los principales parámetros de rendimiento de las plantas de motor alimentadas por gas:

Tabla 7.9: Niveles de emisión de dos centrales eléctricas de motor alimentadas con gas equipado con un sistema de RCS

	Planta A	Planta B
Ubicación	EE. UU.	EE. UU.
Año de funcionamiento	2002	2001
Tipo de central	Generación de electricidad	Generación de electricidad
Combustible	Gas natural	Gas natural
Técnica de combustión	20 motores de gas	5 motores de gas
Capacidad	111 MW	14 MW
Medida secundaria	RCS (reactivo: urea acuosa)	RCS (reactivo: urea acuosa)
NO _x sin RCS (mg/Nm ³)	159	187
NO _x con RCS catalizador limpio (mg/Nm ³) a 15% en volumen de O ₂	5 – 19	13
Tasa de reducción de NO _x con respecto a la RCS	88 – 97%	93%
Escape de amoníaco (NH ₃) (mg/Nm ³) a 15% en volumen de O ₂	2 – 6	<2

Campo de aplicación: los sistemas de RCS se pueden aplicar en centrales nuevas y en la mejora de las antiguas.

Efectos cruzados: se emplea urea como aditivo, lo que puede dar lugar a ciertas emisiones de amoníaco al aire. Hay que regenerar al catalizador.

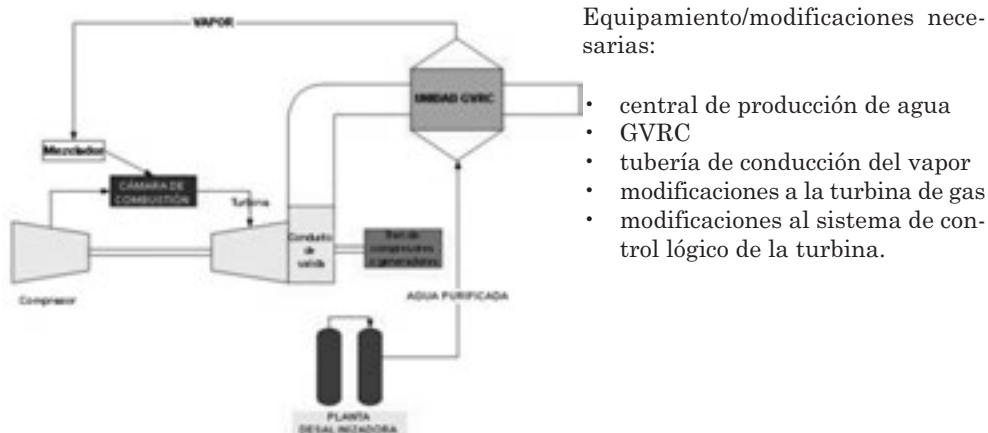
Motivo principal para su implantación: reducción de las emisiones de NO_x. Sin embargo, el empleo de sistemas de RCS se ha considerado principalmente donde las normas locales sobre calidad del aire requieren una elevada reducción de las emisiones de NO_x o de ozono como resultado de su ubicación en zonas densamente pobladas o por la contribución de varias industrias o fuentes móviles.

Bibliografía: [78, Finkeldei, 2000], [184, Krishnan, 2002].

EJEMPLO 7.2.1.5 CICLO DE INYECCIÓN CHENG PARA REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE NO_x Y AUMENTO DEL RENDIMIENTO

Descripción: el Ciclo Cheng de inyección de vapor proporciona un mecanismo que convierte esta técnica de control de emisiones de NO_x en un sistema más ade-

Figura 7.16: Dibujo esquemático del principio en que se basa el ciclo Cheng de inyección de vapor



cuando que la inyección convencional de vapor. La técnica basada en el ciclo Cheng de inyección de vapor proporciona una mezcla única de combustible gaseoso y vapor que permite la reducción de las emisiones de NO_x en casi un 95% sin que se produzca un aumento significativo en las emisiones de CO.

La eficiencia térmica del proceso se reduce si el vapor se produce en una caldera independiente. Sin embargo, la potencia de salida de la turbina aumenta en hasta un 60% con una media del 50%. Cuando se utiliza un generador de vapor de recuperación de calor (GVRC) para la producción de vapor, la eficiencia térmica aumenta. Un único GVRC instalado en el conducto de salida de una turbina de gas produce el vapor suficiente para tres turbinas. Este hecho hace que la instalación resulte más barata y que consuma menos tiempo. El ciclo Cheng de inyección de vapor requiere la misma pureza de agua que los sistemas convencionales de inyección de vapor.

Como el vapor puede alcanzar la misma presión y temperatura que los gases de combustión contenidos en la cámara de combustión, el aumento en potencia de salida será mayor que en el caso de un ciclo combinado.

Beneficios ambientales obtenidos:

- reducción del NO_x (hasta el 95%);
- sin penalizaciones en términos de un aumento de las emisiones de CO asociadas con la inyección de vapor;
- una mayor relación de vapor/combustible que con otras tecnologías de inyección;
- aumento en la eficiencia térmica, hasta un 45%, que reduce las emisiones de CO_2 por kWh producido.

Figura 7.17: Emisión de NO_x y CO como una función de la relación de vapor

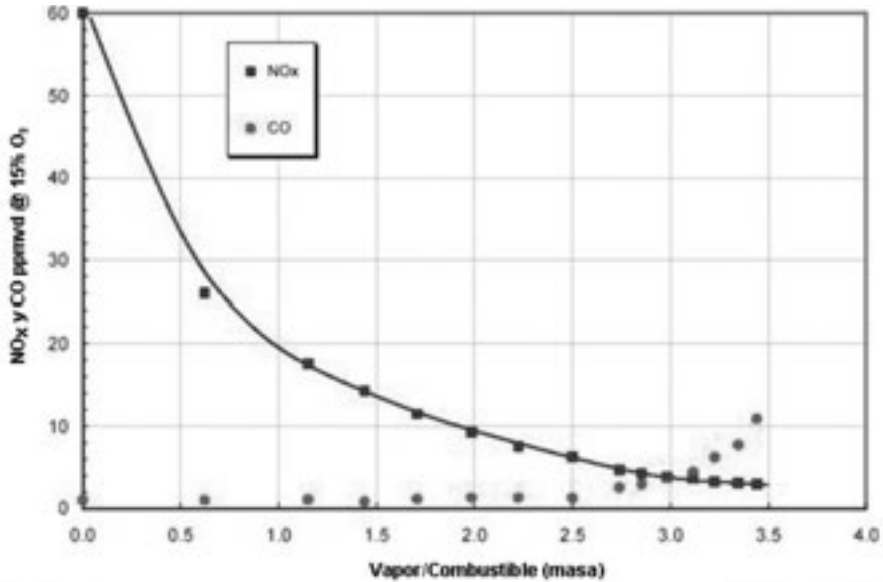


Tabla 7.10: Emisiones de NO_x logradas y eficiencia térmica asociada con una turbina de combustor convencional con una inyección de combustible modificada

Relación vapor/combustible	Nivel de NO _x alcanzado (ppm)	Eficiencia térmica
0	Configuración estándar	34,5
1,5	25	39
3	7	44

Campo de aplicación: el ciclo Cheng de inyección de vapor se está utilizando en casi un centenar de instalaciones en Japón, EE. UU. y Europa. En general, esta tecnología se puede aplicar en todas las turbinas alimentadas con combustible gaseoso con combustión convencional (tecnología de difusión de llama).

A continuación se enumeran las instalaciones y modificaciones que son necesarias:

- sustitución de los inyectores de combustible;
- modificación del sistema de control de la TG;
- reducir un canal de salida e instalación de una caldera (GVRC);
- tubería para el vapor desde el GVRC al conjunto generador/compresor de la TG;
- se debe obtener agua, ya sea por ósmosis inversa o por destilación en vacío.

Efectos cruzados: al contrario de lo que sucede con otros sistemas de inyección de vapor, el ciclo Cheng también dispone de un sistema único de control que permite que la eficiencia térmica extraordinaria (máxima) de la central eléctrica se ajuste a los cambios de carga. Este sistema debería resultar muy adecuado a las plataformas marinas donde la carga de la turbina no es constante.

Datos de funcionamiento: el ciclo Cheng de inyección de vapor se puede utilizar en todas las cargas de funcionamiento. Cuando se necesite, simplemente se puede apagar el sistema de inyección de vapor durante el funcionamiento. Los únicos efectos que se producirán al apagar el sistema serán unas tasas de emisión superiores de NO_x y un consumo más elevado de combustible.

Aspectos económicos: ejemplo de cálculo:

- potencia instalada: 3x 22 MW cada una, 66 MW en total;
- un sistema GVRC instalado en el conducto de salida de una de las turbinas de gas produce el vapor para las tres turbinas;
- relación vapor/combustible: 2,5;
- reducción de las emisiones de NO_x a <10 ppm;
- hay que tener en cuenta los costes adicionales relacionados con la estructura de soporte para la instalación en plataformas marinas.

Tabla 7.11: Costes y peso para un sistema basado en el ciclo Cheng de inyección de vapor sobre un paquete GE LM 2500

	Coste (millones de NOK)	Peso (t)
Reconstrucción de una turbina de gas	30	~1
GVRC	10	30
Central de desalinización para la producción de agua	6	16

Motivo principal para su implantación:

- mejora mediante la aplicación del ciclo Cheng para todas las turbinas de gas que utilicen una tecnología convencional de combustión (combustor de llama de difusión);
- se requiere poco espacio para modificar la turbina de gas. Por lo tanto, se puede obtener una reducción en los niveles de emisión con respecto a DLE/ANS en las instalaciones de plataformas marinas que no estén preparadas para turbinas DLE/ANS;
- los costes de mantenimiento y mejora son inferiores que en los sistemas DLE/ANS;
- los sistemas de combustión convencionales con inyección de vapor Cheng tienen una mayor disponibilidad que los sistemas DLE/ANS. Por ello, su aplicación resulta más sencilla en las cadenas de compresión de gas;

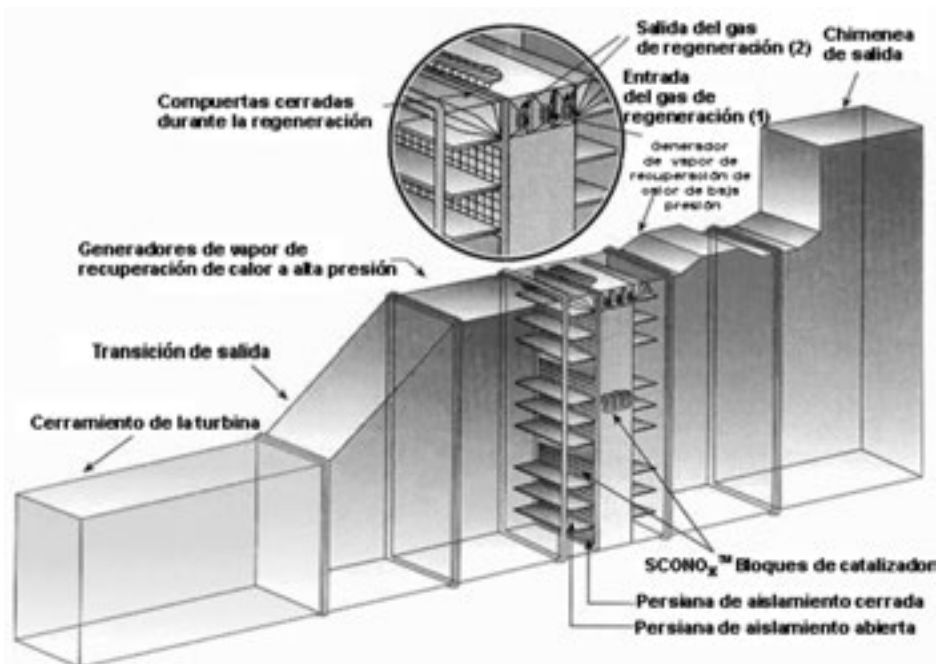
- emisiones inferiores que en los sistemas DLE/ANS sin equilibrio CO/HCN_Q;
- son numerosas las plataformas marinas que en la actualidad cuentan ya con un GVRC, lo que reduce los costes asociados con las modificaciones, inversiones e instalación;
- aumento en la potencia producida y reducción en el combustible consumido.

Bibliografía: [196, ASME,], [197, ASME,], [198, ASME,], [199, Cheng, 1997]

EJEMPLO 7.2.1.6 TECNOLOGÍA DE CONTROL DE LA CONTAMINACIÓN MEDIANTE CATALIZADOR PARA LA REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO Y NO_x PARA LAS TURBINAS DE GAS DE CICLO COMBINADO

Descripción: la tecnología de este ejemplo utiliza un catalizador único que funciona en dos ciclos: oxidación/absorción y regeneración. El catalizador trabaja oxidando simultáneamente el CO en CO₂, el NO en NO₂ y, a continuación, absorbiendo el NO₂ en su superficie mediante el empleo de un recubrimiento de absorción formado por carbonato potásico. La regeneración del catalizador se lleva a cabo pasando una mezcla controlada de gases de regeneración a través de la superficie del catalizador en ausencia de oxígeno. Los gases de regeneración son vapor, hidrógeno y dióxido de carbono. No utiliza amoníaco y puede funcionar de manera eficaz a temperaturas que van desde 150 a 370 °C.

Figura 7.18: Representación esquemática del sistema catalizador
[26, ABB, 2000]



Beneficios ambientales obtenidos: al utilizar esta tecnología, las turbinas de gas de ciclo combinado pueden funcionar con niveles de emisión de NO_x muy bajos. Al mismo tiempo, el sistema reduce las emisiones de CO y de compuestos orgánicos volátiles no metánicos. En unión del catalizador de eliminación de azufre, este sistema también se puede utilizar para reducir los compuestos de azufre de los gases de salida.

Campo de aplicación: se puede aplicar en las instalaciones nuevas y mejoradas. Este tipo de unidad se puede instalar en el extremo final de la caldera o en el «generador de vapor de recuperación de calor» dentro de la envoltura reservada para el sistema de RCS.

Efectos cruzados: el sistema emite CO_2 , H_2O , N_2 y niveles de SO_2 detectables por la chimenea. Debido al encubrimiento y envenenamiento del catalizador, se requiere la limpieza anual del catalizador con agua desionizada y una solución de carbonato potásico (K_2CO_3). Los fluidos de limpieza gastados se podrán neutralizar y eliminar a través del sistema de alcantarillado y son inofensivos para el agua y el suelo.

Datos de funcionamiento:

- emisiones de NO_x inferiores a 2 ppm (4 mg/ Nm^3 como NO_2 a condiciones normalizadas: 0 °C, 1.013 mbar);
- la tasa de conversión del CO en CO_2 es del 90%;
- la tasa de destrucción de compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM) es superior al 90% a 315 °C;
- las tasas de destrucción medidas de formaldehído y acetaldehído son del 97% y 94%, respectivamente, a 150 °C.

Aspectos económicos: la estimación de los costes presentados se corresponde con una central eléctrica habitual alimentada por gas con una potencia de 400 MW. Los costes estimados mostrados a continuación están basados en 8.000 horas de funcionamiento al año y en una reducción en las emisiones de NO_x desde 25 a 5 ppm (50 a 10 mg/ Nm^3 como NO_2 a condiciones normales de 0 °C; 1.013 mbar), que equivale aproximadamente a una reducción anual de 666 toneladas (métricas) de NO_x . En estos costes se incluye los costes de inversión, funcionamiento y mantenimiento y los costes anuales indirectos.

Costes de la inversión: 19,2 millones de EUR.

Incluye: - equipos de la central
 - entrega
 - ajuste
 - puesta en funcionamiento.

Éste es el coste total del suministrador.

Costes de funcionamiento y mantenimiento: 1,6 millones de EUR.

- Incluye:
- mantenimiento general
 - consumo de vapor y gas natural en el ciclo de regeneración
 - caída de presión en la unidad (convertido en consumo de potencia)
 - coste medio/año para la sustitución del catalizador (el tiempo de vida del catalizador es de siete años)
 - eliminación/recuperación del catalizador.

No se incluyen los costes anuales indirectos adicionales del gestor.

Una reducción de NO_x de 25 a 2 ppm (50 a 4 mg/Nm^3 como NO_2 a condiciones estándar 0 °C; 1.013 mbar) contribuirá a aumentar los costes de inversión debido a la necesidad de emplear otro catalizador. También aumentará en alguna medida los costes de funcionamiento y mantenimiento debidos al aumento de consumo de gas natural y vapor y por el aumento de la caída de presión.

Motivo principal para su implantación: cumplimiento de los requisitos existentes relacionados con los límites muy bajos en las emisiones de NO_x además de las limitaciones impuestas en el empleo de equipos de control de la contaminación basados en amoníaco, especialmente para las centrales situadas en zonas densamente pobladas.

Bibliografía: [26, ABB, 2000].

7.2.2 Mejora del rendimiento ambiental de las grandes instalaciones de combustión alimentadas con gas

EJEMPLO 7.2.2.1 CENTRAL ELÉCTRICA Y DE CALOR DE CICLO COMBINADOS CON CÁMARAS DE COMBUSTIÓN MEJORADAS

Descripción: la central analizada en el presente ejemplo entró en servicio en el año 1994 y consta de dos turbinas de gas (2 x 67,8 MW_e) con dos calderas dedicadas de calor residual (2 x 26,5 MW_{th}), incluyendo combustión auxiliar y una turbina de vapor (48,8 MW_e). El combustible estándar es gas natural. Se utiliza como combustible secundario un combustible ligero. Las cámaras de combustión de las turbinas de gas fueron mejoradas en 1997 con el fin de reducir las emisiones de NO_x . Esta reducción durante la combustión de fuelóleo se efectúa inyectando agua desmineralizada.

Beneficios ambientales obtenidos: en comparación se consiguen bajos niveles de emisión debido al empleo de técnicas de emisiones bajas de NO_x , teniendo en cuenta el tamaño de la central. Las medidas de empleo del calor residual permi-

ten obtener una elevada eficiencia energética global minimizando así el consumo de recursos y la consecuente emisión de CO₂.

Campo de aplicación: las calderas existentes en una central antigua se pueden transformar en una caldera de calor residual. En general, estas medidas de mejora se pueden aplicar a las centrales ya existentes.

Efectos cruzados: las medidas primarias utilizadas para reducir emisiones no producen residuos. El tratamiento del agua entrante produce lodos.

Datos de funcionamiento: en 1999 se produjeron un total de 530 GWh_e de electricidad y 585 GWh de calor para calefacción de distrito. La central estuvo en funcionamiento durante 4.456 horas. El valor medio anual para el rendimiento neto eléctrico creció hasta alcanzar el 39,5% y el 83,1% para la eficiencia energética global (neta).

El flujo volumétrico de los gases de salida ascendió a 2 x 526.000 m³/h con un contenido del 14,5% en O₂. La Tabla 7.12 muestra las emisiones atmosféricas producidas en 1999.

Tabla 7.12: Emisiones al aire medidas en 1999

	Supervisión	Valor medio mensual ¹⁾ (al 15% de O ₂)	Emisiones específicas (combustible kg/TJ)
NO _x (mg/Nm ³)	Continua	60	46.7
CO (mg/Nm ³)	Continua	6	3.6

1) Equivalente al valor medio anual para la carga nominal.

En el año 1999 se quemaron 132 millones de Nm³ de gas natural (equivalente a 43,9 MJ/kWhe) y 181 m³ de combustible ligero.

El flujo de agua residual de la central provenía del tratamiento del agua de alimentación y del agua de condensación y del tratamiento del agua para el circuito de la calefacción de distrito. (8.575 m³/año). La fuente principal es la regeneración de los intercambiadores iónicos. El agua residual proveniente de este proceso se verterá tras su neutralización. AOX es la única sustancia que se controla de manera regular. La concentración media es de 0,097 mg/l. Se reciclaron unas 2,9 toneladas de combustible líquido y de materiales contaminados con combustible líquido, mientras que se eliminaron 1,6 toneladas de material filtrado.

Como la zona residencial más próxima se encuentra alejada sólo entre 110 a 300 metros de determinados elementos de la central, se han tomado medidas de reducción acústica de gran intensidad. Entre ellas se incluyen los aislamientos acústicos de las calderas y de los conductos, absorbentes de calor y el cerramiento de componentes ruidosos.

Motivo principal para su implantación: la estación de electricidad y calor forma parte de una estrategia energética municipal que aspira a proporcionar a largo plazo una calefacción de distrito a buen precio. Por lo tanto, la producción de calor se debe acoplar con la producción de electricidad tanto como sea posible. El límite eléctrico superior de la central está determinado por la demanda de calor y las posibilidades de vender la electricidad.

Bibliografía: [98, DFIU, 2001].

7.2.3 Rendimiento ambiental de las nuevas centrales de combustión alimentadas por gas

EJEMPLO 7.2.3.1 CENTRAL ELÉCTRICA Y CICLO DE CALOR COMBINADOS CON QUEMADORES AUXILIARES Y COMBUSTIÓN COMBINADA DE GAS Y FUELÓLEO

Descripción: estación eléctrica y de calor de ciclo combinado, puesta en servicio en el año 1995 en Alemania, con una potencia térmica nominal total de $640 \text{ MW}_{\text{th}}$. Consta de tres turbinas de gas con tres calderas de calor residual asignadas incluyendo combustión auxiliar, una caldera y dos turbinas de vapor. La caldera permite el funcionamiento a carga máxima y aumenta la seguridad en el suministro. El funcionamiento de toda la central está optimizado para cubrir la demanda de calor. Cada una de las turbinas de gas tiene una potencia térmica nominal de $135 \text{ MW}_{\text{th}}$ y una capacidad nominal marginal de $35,5 \text{ MW}_e$. Cada una de las combustiones auxiliares de las calderas de calor residual tiene una potencia térmica nominal de $49 \text{ MW}_{\text{th}}$. El vapor entra en las turbinas y se utiliza para la producción de calefacción de distrito utilizando condensadores y otros cambiadores de calor, es decir, los denominados precalentadores de carga máxima. El vapor también se introduce en un red como vapor de proceso. El rendimiento eléctrico en el año 1998 fue de 40,2% y el rendimiento global fue del 59,7%.

Medidas primarias para el control de emisiones de NO_x : para reducir las emisiones de NO_x se ha instalado un sistema adicional de inyección de vapor. El sistema de control inyecta vapor en la cámara de combustión con flujos que son proporcionales al consumo de gas natural. De esta forma se aumenta la potencia y el rendimiento de la turbina. Además, las emisiones de NO_x se reducen en un 30%.

Medidas adicionales: se han instalado precipitadores electrostáticos para la eliminación del aceite que se produce durante la succión de los tanques del aceite lubricante (rendimiento de la separación = 92%).

Beneficios ambientales obtenidos: niveles de emisión inferiores de NO_x , SO_2 y polvo.

Campo de aplicación: la central actual es una mejora de una antigua central de cogeneración alimentada con lignito y fuelóleo pesado. Se incluyó una caldera de la antigua planta en el diseño de la nueva central y fue mejorada para que pudiera alimentarse bien con gas natural o con combustible ligero.

Efectos cruzados: no conocidos.

Datos de funcionamiento: la central estuvo en funcionamiento un total de 6.538 horas, equivalente a 4.885 horas a plena carga. El valor límite de la emisiones de la central completa depende de la relación existente entre la entrada de potencia de la combustión auxiliar y la entrada de potencia de la turbina de gas. Como el valor límite de las emisiones para cada una de las unidades también difiere en el contenido de O₂ relacionado, habrá que calcular también el contenido del O₂ asignado para la operación dual mediante el equilibrado de la cuota de la entrada de potencia. En las siguientes tablas se definen los tres estados de funcionamiento y las emisiones medidas.

Tabla 7.13: Modos de funcionamiento de la turbina de gas y combustión auxiliar

Modo de funcionamiento	Potencia térmica nominal de la turbina de gas (MW)	Potencia térmica nominal de la combustión auxiliar (MW)	Flujo volumétrico del gas a la salida (Nm ³ /h)	Contenido de O ₂ relacionado (%)
I	123	35,6	375.000	13,3
II	119	8,5	360.000	14,5
III	122	0	375.000	15,0

Tabla 7.14: Emisiones atmosféricas medidas en 1998

Contaminante	Modo de funcionamiento	Supervisión	Valor medio diario (mg/Nm ³)	Emisiones específicas (kg/TJ de entrada)
NO _x	I	Continua	73	56,16
NO _x	II	Continua	73	53,91
NO _x	III	Continua	82	63,13
CO	I	Continua	60	46,12
CO	II	Continua	27	19,88
CO	III	Continua	9	6,97

En 1998 se utilizaron 102,63 millones de Nm³ de gas natural y 123 toneladas de fuelóleo. El consumo de los suministros auxiliares más importantes se muestra en la Tabla 7.15.

Tabla 7.15: Consumo de los suministros auxiliares más importantes en el año 1999

Material auxiliar	Comb. líquidos	HCl (33%)	NaOH (50%)	Ca(OH) ₂	FeCl ₃
Aplicación	Turbinas/ sistemas hidráulicos	Tratamiento del agua entrante /acondicionamiento/ tratamiento del agua residual			
Consumo (toneladas)	1,4	169	77	23	7,4
Consumo específico (g/MWhe)	3,4	410,5	187	55,9	18

Al agua de la caldera se le aplica un sistema para su ablandamiento total. Si se emplea agua de superficie también se descarboniza. La central dispone de varios sistemas de alcantarillado independientes. Uno de ellos para el almacenamiento de aguas residuales y un segundo para el agua de lluvia y el agua proveniente de la caldera, el sistema de refrigeración, los separadores de combustible líquido y los depósitos de sedimentación. Este agua residual se vierte en las corrientes de agua receptoras. En 1998 se vertieron un total de 251.180 m³ de agua de refrigeración y 45.182 m³ de agua residual provenientes del proceso de producción.

Aspectos económicos: la inversión total para la central ascendió a 118 millones de EUR en el año 1998. Los costes totales de funcionamiento en el año 1998 fueron de 56,1 millones de EUR.

Motivo principal para su implantación: la imposición de valores límites más restrictivos para las emisiones implicaron la mejora de la central eléctrica y de calor existente alimentada con lignito y fuelóleo pesado. Además, fue necesario ampliar la vida útil de la central y había que mejorar el rendimiento económico. Por estos motivos, se decidió erigir la central eléctrica de ciclo combinado.

Bibliografía: [98, DFIU, 2001].

EJEMPLO 7.2.3.2 CENTRAL ELÉCTRICA Y DE CALOR DE CICLO COMBINADO ALIMENTADA CON GAS Y SIN COMBUSTIÓN AUXILIAR

Descripción: la central eléctrica analizada en este ejemplo fue construida en Alemania entre los años 1994 y 1996 con una potencia total de 380 MW_e para electricidad y 340 MW_{th} para la producción de calefacción de distrito (en su etapa de diseño). Constaba de dos turbinas de gas (es decir, GT1 y GT2), dos calderas de calor residual y tres condensadores para la función de calefacción de distrito. Cada turbina de gas se encuentra equipada con un compresor de 21 niveles y 72 quemadores en el interior de una cámara de combustión en forma de anillo y tiene una potencia máxima de salida de 185 MW_e. El combustible utilizado habitualmente es el gas natural. El combustible ligero se utiliza como combustible de reserva. La caldera de recuperación de calor (calderas de tambor de presión dual) produce vapor a altas y bajas presiones (77 bar/525 °C y 5,3 bar/203°C). La tur-

bina de vapor (turbina de presión posterior) funciona con deslizamiento de presión y genera una potencia de hasta 108 MW_e.

Medidas para la optimización del rendimiento: para alcanzar rendimientos más elevados, las turbinas de gas funcionan con una relación de compresión de 15:1. La temperatura de la turbina de gas alcanza los 1.100 °C. La central completa alcanza un rendimiento eléctrico bruto de 47,4% (en el punto de diseño). Como la central ha sido optimizada para cubrir la demanda total de calor, con frecuencia funciona a carga parcial. El diseño con dos turbinas ofrece una elevada flexibilidad en estos casos. Con dos turbinas en funcionamiento, se pueden obtener rendimientos elevados para cargas comprendidas entre el 60 y el 100% de la carga máxima. Con una única turbina de gas estos rendimientos se alcanzan con cargas comprendidas entre 30 y 50%. Con carga mínima, el rendimiento de la turbina de gas disminuye en un 8% en comparación con el funcionamiento a plena carga. El empleo de calor se encuentra optimizado para:

- controlar el empleo del calor de los gases de salida;
- precalentar el aire de la combustión de la turbina de gas a carga parcial;
- utilizar el calor residual desde el transformador.

Estas medidas permiten alcanzar una eficiencia energética global cercana al 90%. En la Tabla 7.16 se resumen los rendimientos de toda la central.

Tabla 7.16: Rendimientos de una central eléctrica de ciclo combinado sin combustión auxiliar

	Rendimiento bruto relacionado con	
	Punto de diseño	Valor medio anual 1999
Rendimiento eléctrico para la producción de calor-electricidad	47,4%	44,8%
Rendimiento eléctrico para la producción exclusiva de electricidad	52,6%	49,6%
Eficiencia energética global	89,2%	85,9%

Medidas primarias para el control de emisiones de NO_x: la cámara de combustión de tipo anular de las turbinas de gas está equipada con 72 quemadores de bajas emisiones de NO_x. Cuando se quema fuelóleo se pueden reducir las emisiones de NO_x mediante inyección de agua desmineralizada. También se puede precalentar el aire de combustión para reducir las emisiones tanto en el caso de funcionamiento a carga parcial como para reducir el riesgo de formación de hielo. Estas medidas permiten alcanzar unas emisiones de NO_x inferiores a 100 mg/Nm³ para el gas natural y de <150 mg/Nm³ para el fuelóleo.

Medidas para reducir las emisiones acústicas: como la zona residencial se encuentra situada a sólo 16 metros de la pared del edificio, el valor límite de las emisio-

nes acústicas es realmente bajo. En la zona residencial, se puede alcanzar un nivel de presión acústica de 45 dB(A) proveniente de la central eléctrica gracias a la utilización de las siguientes medidas:

- fachada y tejado adecuados;
- aislamiento acústico y barrera antirruído en la puerta de entrada para el aire de combustión;
- tuberías a prueba de sonido;
- los canales para el aire de combustión y los gases de salida se encuentran equipados con absorbedores acústicos;
- chimenea con paredes dobles;
- diseño «silencioso» de las válvulas de seguridad y capucha del ventilador de salida.

Beneficios ambientales obtenidos: la técnica utilizada para alcanzar bajas emisiones de NO_x es la responsable del éxito obtenido en este tema, teniendo en cuenta el tamaño de la central. Las medidas encaminadas a utilizar calor residual también condujeron a la obtención de una mayor eficiencia energética global y a minimizar así el consumo de los recursos y las emisiones de CO_2 .

Campo de aplicación: la central fue diseñada para cubrir una elevada demanda de calor. Éste es el requisito previo principal para un funcionamiento razonable de las centrales con la misma configuración. Por otro lado, los componentes exclusivos de esta central, con un bajo índice de emisión, permiten su integración en centrales eléctricas con un diseño distinto.

Efectos cruzados: las medidas primarias que se adoptaron para reducir las emisiones no produjeron ningún residuo adicional. El agua de refrigeración y el agua residual resultantes del funcionamiento de la central se trataban insitu. Por este motivo se producían lodos y restos de tamizados.

Datos de funcionamiento: en el año 1999 se produjeron un total de 1.182,2 GWh_e y 1.083,5 GWh de calefacción de distrito. Se produjeron unas 3.070 horas de plena carga equivalentes resultantes de la demanda para la calefacción de distrito. El flujo volumétrico de los gases de salida fue de 1.450.000 m^3/h para una potencia térmica nominal de 470 MW. La Tabla 7.17 muestra las emisiones emitidas a la atmósfera en el año 1999.

En el año 1999, se quemaron 249.616 millones de Nm^3 de gas natural y 9.463 m^3 de combustible ligero. En la Tabla 7.18 se muestra el consumo de los suministros auxiliares más importantes.

Uno de los flujos de aguas residuales proviene del tratamiento del agua de inyección y del agua de condensación (12.000 $\text{m}^3/\text{año}$). Tras la sedimentación, este agua se vierte en el sistema de alcantarillado municipal. Otra fuente de agua residual

Tabla 7.17: Emisiones emitidas a la atmósfera en el año 1999

	Supervisión	Valores medios diarios al 15% O ₂		Emisiones específicas (kg/TJ de entrada)	
		TG 1	TG 2	TG 1	TG 2
Gas natural – combustión		TG 1	TG 2	TG 1	TG 2
NO _X (mg/Nm ³)	Continua	76,0	65,7	62,65	55,31
CO (mg/Nm ³)	Continua	6,7	11,3	5,58	9,48
Fuelóleo – combustión		TG 1	TG 2	TG 1	TG 2
NO _X (mg/Nm ³)	Continua	79,6	131,4	101,88	112,29
CO (mg/Nm ³)	Continua	19,1	13,6	24,44	11,46

Tabla 7.18: Consumo de los suministros auxiliares más importantes en el año 1999

Material auxiliar	Comb. líquidos	HCl (33%)	NaOH (50%)	NaCl	NH ₄ OH
Aplicación	Turbinas/ sistemas hidráulicos	Tratamiento del agua residual/tratamiento del agua de alimentación			
Consumo	1.735 litros	72 t	40 t	58 t	300 litros
Consumo específico (g/MWhe)	1,5	61	34	49	0,25

es la decantación de la caldera, la reducción de todo el sistema y el agua de condensación (11.014 m³/año). Esta agua residual se vierte directamente al sistema de alcantarillado municipal tras su enfriamiento. El agua residual procedente de la regeneración de los intercambiadores iónicos se controla de manera regular para conocer la concentración de halógenos orgánicos absorbibles (AOX). El valor medio de la concentración de AOX durante los cinco últimos años fue de 0,053 mg/l.

Aspectos económicos: la inversión total de toda la nueva central y la eliminación de la antigua estación eléctrica alimentada por carbón ascendió a 327 millones de EUR en el año 1997. No se dispone de una información detallada del coste total.

Motivo principal para su implantación: la central original de electricidad y producción de calor no consiguió cumplir con el valor límite inferior de las emisiones en el año 1996. Tampoco podía funcionar con una rentabilidad económica aceptable. La nueva central ofrecía rendimientos superiores y para su funcionamiento era necesario un equipo humano más reducido. El sitio disponía ya de una infraestructura completa para suministro y eliminación de residuos. Se demolió por completo la antigua central y se construyó la nueva, ya que al mejorar la antigua central no se hubiera alcanzado el rendimiento de la nueva.

Bibliografía: [98, DFIU, 2001].

EJEMPLO 7.2.3.3 CENTRAL ELÉCTRICA Y DE CALOR DE CICLO COMBINADO ALIMENTADA CON GAS NATURAL Y SIN COMBUSTIÓN AUXILIAR PARA UN SISTEMA DE SUMINISTRO FERROVIARIO

Descripción: la central eléctrica de este ejemplo produce electricidad a una frecuencia de 16,67 Hz para el sistema de suministro eléctrico de los ferrocarriles alemanes. Consta de dos turbinas de gas (TG), ambas pueden ser de $180 \text{ MW}_{\text{th}}$ o de 60 MW_{e} , dos caldera calefactadas por los gases de salida y una turbina de vapor (57 MW_{e}). En esta central, se ha utilizado por primera vez la combinación de las turbinas de gas con los generadores de 16,67 Hz. La temperatura de los gases calientes en la entrada de la turbina es de $1.280 \text{ }^\circ\text{C}$. A la salida de la turbina de gas la temperatura del gas es de $540 \text{ }^\circ\text{C}$ a $1,053 \text{ bar}$ y produce vapor con una temperatura máxima de $530 \text{ }^\circ\text{C}$ y 62 bar en la caldera calefactada por los gases de salida. Tras la caldera los gases de combustión pasan a través de un economizador y, finalmente, son conducidos a la chimenea con una temperatura de $110 \text{ }^\circ\text{C}$. Se ha instalado una chimenea adicional para cada turbina de gas para su funcionamiento sin el ciclo de vapor. El vapor se conduce hasta la turbina de vapor de paso único donde se expande. La presión en el condensador cae hasta $0,07 \text{ bar}$. La caldera calefactada por los gases de salida cuenta con una segunda etapa donde se produce vapor a baja presión a una temperatura de $198 \text{ }^\circ\text{C}$ a $4,5 \text{ bar}$. Este vapor también se conduce hasta la turbina de vapor. El sistema de refrigeración de flujo inverso consta de cuatro radiadores celulares accionados por ventilador y la bomba del agua de refrigeración.

La central fue puesta en funcionamiento en el año 1994 (TG – unidad 1) y en 1995 (TG – unidad 2). El rendimiento neto eléctrico de la central asciende a $49,6\%$ a plena carga y disminuye a 42% a una carga del 50% . Para niveles de carga aún menores, se apaga una de las turbinas de gas, lo que provoca un repentino incremento del rendimiento hasta llegar al 48% . Para una carga del 25% , el rendimiento finalmente disminuye al 40% . La puesta en marcha de una turbina de gas tarda aproximadamente unos 26 minutos para plena carga. 14 minutos después del arranque de la primera turbina de gas se puede poner en marcha la segunda. Tras 40 minutos del funcionamiento simple de las turbinas de gas, se pueden obtener $120 \text{ MW}_{\text{e}}$ de potencia. El arranque de la caldera calefactada por los gases de salida tarda entre tres y seis horas. Para el funcionamiento en ciclo combinado, la velocidad máxima de cambio de carga es de 20 MW/min .

Beneficios ambientales obtenidos: la construcción del quemador híbrido (etapa de difusión y de premezcla), en combinación con una cámara de combustión adaptada, garantiza bajas concentraciones de NO_x . El elevado rendimiento eléctrico neto de casi el 50% permite un empleo eficiente de los recursos.

Campo de aplicación: el diseño global de la central fue optimizado para la producción de electricidad para el sistema de suministro eléctrico del ferrocarril. Sin

embargo, los distintos componentes individuales se pueden integrar también en otras centrales eléctricas con el fin de optimizar las emisiones.

Efectos cruzados: el agua de relleno utilizada en la torre de refrigeración se depura en una central de descarbonización lenta. Los lodos producidos contienen principalmente cal. Además, se producen pequeñas cantidades de residuos y aguas residuales.

Datos de funcionamiento: en el año 1999 se produjeron 501 GWh_e de electricidad neta. El número de horas equivalente a plena carga ascendió a 2.830. La Tabla 7.19 muestra las emisiones atmosféricas de las turbinas de gas en el año 1999. El flujo volumétrico de los gases de combustión es de 2 x 500.000 m³/h a plena carga.

Tabla 7.19: Niveles de emisión medidos en 1999

Contaminante	Medición	Niveles de emisión medidos (mg/Nm ³)	Emisiones específicas (kg/TJ entrada)
Polvo			
NO _x	Continua	41,6	32
CO	Continua	1,8	1,4

En el año 1999 se consumieron 101,8 millones de Nm³ de gas natural (= 0,2 Nm³/kWh_e). El consumo de los suministros auxiliares más importantes se muestra en la Tabla 7.20.

Tabla 7.20: Consumo de los suministros auxiliares más importantes en el año 1999

Material auxiliar	Lubricantes	Ferroso-III-cloruro-Sulfato	Cal de calcio hidratada	Agua de amoníaco	HCl	NaOH
Aplicación		Tratamiento de agua				
Consumo (t/año)	0,5	60	70	0,5	20	13
Consumo específico (g/MWh _e)	1	120	140	1	40	26

El flujo volumétrico del agua residual para toda la central es de 75 m³/h a plena carga. Unos 60 m³/h provienen del sistema de refrigeración. Esta agua residual se vierte al preclarificador sin ningún tratamiento. Las aguas residuales de la central de ablandamiento del agua (15 m³/h) se neutralizan y se vierten al preclarificador junto con el efluente del sistema de refrigeración. En la Tabla 7.21 se muestran las concentraciones de impurezas presentes en estas aguas residuales combinadas para el año 1999. Estos resultados muestran el nivel inicial de contaminación antes de que el agua entre en la central eléctrica.

Tabla 7.21: Concentraciones de impurezas en el agua residual de la central eléctrica

	Valor medio correspondiente a 14 mediciones (si no se especifica otra cosa) (mg/l)	Emisiones específicas (g/MWh _e)
Cl	339	137
AOX	0,06	0,024
DQO	67	27,1
P	17,5	7,07
N	8	3,23
Zn	<50*	-
Cr	<2*	-
Cd	<0,1*	-
Cu	<5*	-
Pb	<3*	-
Ni	<5*	-
Materia filtrable	8,7	3,52
Sulfato	624	252,2
Hg	<0,1*	-
valor pH	8,3	-

*Estos valores provienen de una única medición y por ello no se pueden transformar para cargas específicas

La única fuente que origina una considerable cantidad de residuos es el tratamiento del agua de relleno de la torre de refrigeración, donde se producen los lodos. En 1999 se tuvieron que eliminar 214,4 toneladas de estos lodos en un vertedero y 50,3 toneladas se utilizaron en la agricultura. Además, se produjeron otras 10 toneladas de detergente utilizado en la limpieza de la turbina y seis toneladas de residuos de la separación del combustible líquido.

Los requisitos legales para el control de emisión de ruidos son una adaptación para la zona residencial que se encuentra a unos 500 metros de distancia de la central. Con la ayuda de atenuadores de sonido, a esta distancia se puede alcanzar un nivel sonoro de unos 30 dB(A) .

Aspectos económicos: la inversión total alcanzó los 185 millones de EUR (1995). Esto equivale a una inversión específica de 1043 EUR/kW_e.

Motivo principal para su implantación: la reestructuración del ferrocarril en la antigua Alemania Oriental tras el año 1989 necesitó la construcción de una nueva central eléctrica con las siguientes características:

- se disponía de poco tiempo para construir la central;
- elevado rendimiento;
- carga ambiental baja;
- bajos costes operativos y de inversión.

Bibliografía: [98, DFIU, 2001].

7.2.4 Técnicas para aumentar la adecuación ambiental de las instalaciones de combustión empleadas en plataformas marinas

Este apartado presenta algunas de las técnicas utilizadas para la prevención o reducción de las emisiones efectuadas por las instalaciones de combustión empleadas en las plataformas marinas. Todas ellas están comercialmente disponibles. Los ejemplos proporcionados ilustran diversas técnicas que demuestran un elevado rendimiento ambiental. Las técnicas que se proporcionan como ejemplos están basadas en la información suministrada por la industria y en la evaluación realizada por la Oficina Europea de IPPC.

EJEMPLO 7.2.4.1 SISTEMA PARAMÉTRICO DE MODELIZACIÓN DE EMISIONES (SPME)

Descripción: los sistemas continuos de supervisión de las emisiones (SCSE) son todo el equipo que se necesita para la determinación de la concentración o tasa de emisión de un gas o partículas, utilizando ecuaciones de conversión y medidas del analizador de contaminación, gráficos o programas informáticos para producir resultados en unidades que resulten de aplicación en las normativas que definen los límites de la emisión.

Con el fin de tener un sistema de supervisión que sea interesante desde el punto de vista del coste, y un sistema de respaldo para el caso de que se produzca un mal funcionamiento del SCSE, a principios de la década de los setenta se desarrollaron los SPME para las turbinas de gas. En lugar de una supervisión directa de las emisiones de NO_x , el SPME calcula las emisiones de NO_x a partir de parámetros claves de funcionamiento. Algunos ejemplos de tales parámetros son la temperatura, presión y consumo de combustible. En la actualidad, se utilizan mucho los SPME para turbinas, calderas, motores y antorchas en lugar del SCSE con el fin de supervisar las emisiones de NO_x , SO_x , hidrocarburos totales, COV y CO.

Como los SPME utilizan los sensores ya existentes en los sistemas de control de las centrales, los costes de la inversión se reducen incluyendo únicamente el des-

arrollo y la implementación del software. Además, el uso de los sensores ya existentes no requiere personal extra con conocimientos especiales para manejar y calibrar la instrumentación, al contrario de lo que sucede con los SCSE. Este hecho resulta especialmente interesante para la industria de las plataformas marinas. Incluso, aunque hay que comprobar de forma periódica los sistemas SPME utilizando los SCSE, los costes de funcionamiento de un SPME son significativamente menores que en el caso de los SCSE. Finalmente, no hace falta montar ningún equipo en la chimenea para el caso del SPME.

Un sistema SPME completo consta de un módulo matemático, un módulo de aseguramiento de la calidad y un módulo de informes. El módulo matemático se puede evaluar de tres formas distintas: (1) principios primeros, (2) regresión estadística e (3) inteligencia artificial, redes neuronales o regresiones no lineales. Cuando se utiliza el método de los principios primeros, el módulo se evalúa sobre la base del conocimiento físico-químico de las formaciones de NO_x . Las características de funcionamiento y el diseño de la turbina varían entre los distintos tipos de turbinas. Por tanto, habrá que poner a punto el módulo asociado con cada turbina para ajustarlo a las medidas de las emisiones de NO_x y a los parámetros de funcionamiento que se hayan registrado. La regresión estadística y el método de inteligencia artificial requiere un conjunto de datos históricos de funcionamiento con medidas simultáneas de emisión de NO_x con el fin de desarrollar los módulos.

El módulo de aseguramiento de la calidad consta de un procedimiento de comprobación de los sensores y un procedimiento de comprobación del propio SPME. El SPME no puede ser más exacto de lo que lo sean los parámetros de funcionamiento utilizados en el módulo SPME. La comprobación de las señales del sensor resulta de gran importancia para detectar derivaciones de la señal con el fin de evitar predicciones que no sean correctas. Se puede llevar a cabo una comprobación del sensor comparando las señales medidas con las señales recibidas de otros sensores redundantes o con los valores calculados por un módulo matemático utilizando señales provenientes de otros sensores. Se producirá una alarma si el sistema detecta una derivación de un sensor. Además, un SPME completo detectará también una derivación SPME como medida adicional de la garantía de calidad.

Los sistemas SPME son muy utilizados en los EE. UU. como una técnica de supervisión de las emisiones de NO_x y se han aprobado como una de las mejores técnicas disponibles en el Reino Unido. En los EE. UU., el operador de una instalación puede aplicar el SPME en lugar del SCSE si la instalación puede demostrar que el nuevo SPME tiene «la misma o una mayor precisión, fiabilidad, accesibilidad y oportunidad que la que proporcione el sistema continuo de supervisión de las emisiones». La precisión del SPME se ha calculado a partir de 720 horas de funcionamiento de la supervisión de las emisiones, tanto por el SPME alternativo como mediante un SCSE verificado. La precisión relativa para el SCSE es del 20% en 40 CFR Parte 60 y del 10% en 40 CFR Parte 75. (CFR = Código de Reglamentos Federales).

Beneficios ambientales obtenidos: al realizar modelos del comportamiento, los operadores de las turbinas de gas pueden conocer en tiempo real las emisiones producidas por sus equipos. Este hecho en sí mismo ya es un beneficio importante. Como consecuencia, la técnica puede indicar los puntos de funcionamiento óptimo del equipo. Este control puede ser manual o automático. Se ha utilizado un sistema en tierra que acciona trenes de compresores paralelos para proporcionar una reducción del 8% en las emisiones de CO₂ para una tarea determinada. La técnica también se puede usar para resaltar un deterioro en el rendimiento de la turbina de gas que podría, en otro caso, conducir a un aumento de las emisiones de NO_x. Cuando se administra adecuadamente, esta técnica puede disminuir los costes de funcionamiento.

Campo de aplicación: la generación paramétrica de modelos se puede aplicar a la mayoría de las turbinas de gas. Algunos operadores prefieren esta técnica a la opción de utilizar sistemas de supervisión de emisiones, cuyas desventajas incluyen la necesidad de grandes espacios, una precisión pobre de la instrumentación y costes de mantenimiento elevados. Especialmente en las plataformas marinas, el sistema SPME ofrece soluciones a buen precio para la supervisión de emisiones.

Efectos cruzados: en situaciones particulares, el consumo de energía se puede reducir; una vez instalado, existen pocas desventajas en comparación con los sistemas de supervisión continua de las emisiones. La generación paramétrica de modelos también puede proporcionar información valiosa de supervisión que se podrá emplear con facilidad en la generación anual de informes sobre emisiones.

Datos de funcionamiento:

Aspectos económicos: no es probable que los costes de software excedan de los 80.000 EUR por instalación. Sin embargo, también habrá que tener en cuenta los costes asociados con la instalación y el mantenimiento. Los costes de instalación dependen del nivel de instrumentación que exista ya y, como consecuencia, de lo que haya que añadir para que se puedan supervisar todos los parámetros que sean necesarios. La experiencia sugiere que los costes de instalación pueden suponer otros 160.000 EUR además de los costes del software. Una vez instalado, sólo será necesario realizar un pequeño esfuerzo de mantenimiento, aunque se requerirá la verificación anual de los valores de emisión utilizando medidores de emisión portátiles. El coste total de esta operación estará próximo a los 30.000 EUR por año. Los costes de la inversión SPME serán aproximadamente el 50%, mientras que los costes de mantenimiento serán la tercera parte de un SCSE. Además, la manipulación diaria no supondrá ningún coste o atención especial.

Motivo principal para su implantación: la generación paramétrica de modelos obtuvo su primer impulso en Noruega, donde los elevados niveles de impuestos

sobre las emisiones de CO₂ forzaron a los operadores a evaluar todas las opciones posibles de control disponibles. Este motivo principal también ha servido de estímulo a las instalaciones terrestres del Reino Unido, donde la generación paramétrica de modelos se ha instalado en varias estaciones de compresión de gas, consiguiendo disminuir los costes del combustible. Este sistema proporciona una supervisión fiable y barata para las emisiones de NO_x.

Bibliografía: [119, Guinee,], [120, Bakken y Skogly,], [121, Fripp,], [206, Pavilion, 2003], [200, Southern Research Institute, 2000], [201, Macak III, 1996], [202, Lefebvre, 1998], [203, EPA, 2002], [204, The Cadmus Group, 2000], [205, Tronci et ál., 2002].

EJEMPLO 7.2.4.2 INTEGRACIÓN ELÉCTRICA PARA VARIOS CAMPOS

Descripción: empleo de una fuente de potencia central para un determinado número de instalaciones participantes. Este concepto puede incluir a una o dos centrales eléctricas que suministren electricidad a través de cables a otros campos. Entre los ejemplos se incluyen una plataforma «madre» que suministra energía a numerosos campos satélites a través de un cable submarino. Otro ejemplo puede ser un campo múltiple que se utiliza como un anillo alimentado por dos centrales eléctricas.

Beneficios ambientales obtenidos: en general, las centrales eléctricas de las plataformas marinas están alimentadas por turbinas de gas. Se utiliza bastante el concepto de «reserva energética disponible» para conceder un margen suficiente con el fin de poder mantener la producción en el caso de que falle el sistema de generación de electricidad. Si se integran varios campos con una central eléctrica centralizada, se puede garantizar la maximización de los rendimientos de la turbina de gas y la minimización de la reserva energética disponible, reduciendo así tanto las emisiones de CO₂ como de NO_x.

Se ha estudiado la integración energética entre instalaciones y se aplica ya en el Reino Unido y en Noruega, y puede resultar económicamente interesante en las situaciones que se han mencionado. Sin embargo, se tiene que tener en cuenta la pérdida de la transmisión cuando se calculan los beneficios ambientales que, en la mayoría de los casos, son marginales. La reducción de la emisión puede llegar a ser más significativa si la generación de electricidad se puede basar en el ciclo combinado o en turbinas de bajas emisiones de NO_x.

Campo de aplicación: la integración energética es un proyecto de gran importancia que sólo se puede emplear en determinadas situaciones. Entre éstas se incluyen la instalación de una nueva plataforma habitada o, normalmente deshabitada, adyacente a una instalación «madre». Es probable que la mejora de las instalaciones existentes mediante una red integrada de distribución energética no resulte barata, aunque estos esquemas se están evaluando en el momento actual.

Efectos cruzados: la adopción de la integración energética conducirá invariablemente a un menor consumo de energía.

Datos de funcionamiento: la referencia [125, Evans y McConnell, 1994] resume las experiencias vividas en la plataforma marina Marathon Brae, en la que se añadió el East Brae al campo ya existente, y en el que la electricidad se suministraba a través de las instalaciones ya existentes a través de cables submarinos. Se eliminó el peso adicional de la plataforma, con lo que se ahorraron costes por valor de 98 millones de EUR. Un interesante beneficio sobre el que se informó fue la capacidad de mantener el suministro de energía a la instalación durante los apagones. También existe un ejemplo en tierra donde los campos productores de Prudhoe Bay de la compañía BP en Alaska recibían electricidad de una única central eléctrica, lo que producía una serie de beneficios económicos y ambientales.

Aspectos económicos: la integración energética es una importante inversión de capital. Se ha informado de una serie de ahorros en los costes de instalación. Sin embargo, estos costes necesitan compararse con aquéllos derivados de la instalación del cable y del equipo de control.

Motivo principal para su implantación: el empleo de la integración energética sólo se puede tener en cuenta en casos muy particulares y es improbable que se utilice para lograr reducir las emisiones nocivas. Las consideraciones económicas son el motivo principal. En el campo Marathon Brae existía el deseo de reducir los costes de la plataforma maximizando el empleo de la infraestructura existente y utilizando un excedente de electricidad. Como resultado secundario se lograron mejoras en las emisiones.

Bibliografía: [125, Evans y McConnell, 1994], [78, Finkeldei, 2000].

EJEMPLO 7.2.4.3 CÁMARAS DE COMBUSTIÓN DE BAJAS EMISIONES DE NO_x (ANS) APLICADAS A LAS TURBINAS DE GAS EN PLATAFORMAS MARINAS

Descripción: la característica básica de los combustores de bajas emisiones de NO_x es que la mezcla de aire y combustible y la propia combustión son operaciones que se realizan en dos etapas sucesivas. Al mezclar el aire y el combustible antes de la combustión, se consigue una distribución homogénea de la temperatura y una menor temperatura de llama, lo que da lugar a un menor nivel de emisiones de NO_x. Desde el año 1995, se ha aplicado este sistema a 11 nuevas turbinas de gas (convirtiéndolas en cámaras de combustión ANS) en plataformas petrolíferas y de gas noruegas. Además, se han mejorado dos turbinas de gas existentes a partir de los tipos convencionales para crear motores de tipo DLE.

El control del motor debe proporcionar a la turbina de gas ANS una serie de valores relacionados con las propiedades del gas combustible, tales como niveles de CO_2 y N_2 , comprensibilidad, densidad relativa (gravedad específica) y poder calorífico.

El sistema de control del motor puede hacer frente a pequeños cambios de estas propiedades, suponiendo que estos cambios caigan dentro de unas determinadas tolerancias. Sin embargo, si los cambios se salen fuera de estos márgenes, se necesitarán entradas activas. Los parámetros que con más probabilidad necesitarán entradas activas son la gravedad específica del gas combustible y su poder calorífico. Como consecuencia, las plataformas marinas requieren en ocasiones dispositivos tales como calorímetros o cromatógrafos para la supervisión en línea del gas combustible.

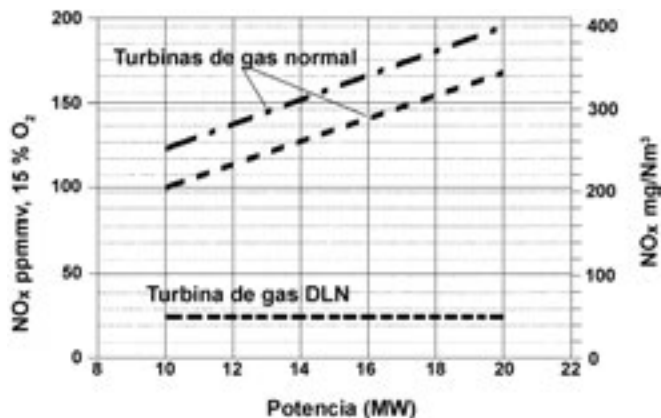
Beneficios ambientales obtenidos: bajos niveles de emisiones de NO_x . Sin embargo, los beneficios ambientales serán marginales para las turbinas que funcionen con carga parcial y en los casos en los que las cargas variables conduzcan a frecuentes pérdidas de potencia en la turbina y consecuentes detonaciones.

Campo de aplicación: en la actualidad son numerosas las nuevas turbinas de gas que disponen de sistemas de combustión ANS. La mejora de las turbinas de gas ya existentes presenta dos limitaciones técnicas principales. La primera guarda relación con el sistema de combustible. Las turbinas que pueden quemar dos tipos de combustible (gas y diésel) todavía no se consideran maduras. La segunda está relacionada con la edad del equipo. La reconversión requiere además una importante mejora del control, por lo que se necesitará más espacio que habrá que añadir al distribuidor del gas. Puede que este espacio no se encuentre disponible. Algunos de los paquetes tienen todo el equipo de utilidad contenido dentro de la cubierta.

Las turbinas de gas se han venido usando desde hace décadas como un motor principal en las instalaciones de producción de las plataformas marinas. La introducción de esta nueva tecnología de combustión ha conllevado ciertos riesgos. El funcionamiento de las turbinas ha puesto en jaque la disponibilidad y el rendimiento de aquellas instalaciones que experimentaban ciertos cambios en las propiedades del gas o en la temperatura ambiente. La tecnología del combustor de mezcla pobre (ANS) está comenzando a alcanzar el estado de madurez necesario para que se pueda utilizar en plataformas marinas.

La experiencia operativa que se tenía hasta ahora indicaba una menor fiabilidad de las turbinas ANS en comparación con las turbinas con quemadores convencionales, presentándose problemas de apagado y de detonaciones con mayor frecuencia. Este comportamiento se debe en parte a la mayor complejidad operativa de las turbinas ANS. Se han ido produciendo algunas mejoras como parte de la «curva de aprendizaje», pero algunos de los problemas se deben a las características fundamentales de la tecnología y no se pueden subsanar con facilidad.

Figura 7.19: Emisiones de NO_x en las turbinas de gas instaladas en plataformas marinas con una cámara de combustión ANS
[122, Carstensen y Skorpning, 2000]



Efectos cruzados: los bajos niveles de emisión de NO_x pueden traducirse en niveles superiores de emisión de CO y de hidrocarburos no quemados (HCNQ). La turbina predominante en el sector noruego tiene una eficiencia térmica inferior con un equipo de bajas emisiones de NO_x, especialmente a cargas parciales, que en el caso de las turbinas convencionales. La pérdida en rendimiento a carga parcial puede llegar a ser de hasta el 13%, lo que significa que las emisiones de CO₂ aumentarán por encima del 13%.

Datos de funcionamiento: a plena carga, una turbina normal de gas tiene unas cifras de emisiones de aproximadamente 360 mg/Nm³ de NO_x (al 15% de oxígeno), mientras que en condiciones similares, la versión ANS produce alrededor de 50 mg/Nm³ de NO_x (a 15% de oxígeno) y 30 mg/Nm³ de CO a 75 – 100% de carga medida bajo condiciones ISO.

Aspectos económicos: durante la instalación se requiere un periodo de apagado que conlleva una pérdida económica importante o la pérdida de la producción. Además, el incremento en los costes de mantenimiento resulta significativamente superior a lo que se había indicado en los análisis previos. Un análisis coste-beneficio ha mostrado un amplio rango de costes por unidad de NO_x reducido, que va desde 23 NOK/kg de NO_x (3 EUR/kg) a cerca de 1.000 NOK/kg (125 EUR/kg). Sólo el 20% de las turbinas se pueden mejorar a un coste inferior a 100 NOK/kg de NO_x (12 EUR/kg NO_x).

Motivo principal para su implantación: valores límites de las emisiones NO_x muy bajos.

Bibliografía: [122, Carstensen y Skorpning, 2000], [78, Finkeldei, 2000].

EJEMPLO 7.2.4.4 REDUCCIÓN DE LAS CARGAS EN EQUIPOS ACCIONADOS MEDIANTE TURBINA DE GAS

Descripción: entre los equipos accionados mediante turbina podemos citar compresores, bombas y generadores eléctricos. Este equipo puede encontrarse accionado directamente mediante una turbina de gas o indirectamente por un motor eléctrico cuya energía se obtiene a partir de una turbina de gas. La reducción de la carga puede tener beneficios ambientales y de costes para los operadores. Entre las formas de reducir la carga se encuentran:

- reducción del reciclaje del compresor;
- reducción de las cantidades de derivaciones (bypass) de la bomba;
- puesta a punto del bucle de control de proceso de la central.

Beneficios ambientales obtenidos: la reducción de la carga para las turbinas implica invariablemente una reducción en el consumo de combustible y, por ello, una reducción en las emisiones de CO₂. En general, como las turbinas de gas funcionan generalmente a velocidades inferiores, también pueden existir reducciones significativas en las emisiones de NO_x. Del mismo modo, la tendencia a la detonación también se puede reducir con frecuencia a medida que se mejore la estabilidad de la central.

Campo de aplicación: las técnicas para reducir las cargas son aplicables a todas las turbinas de gas, ya que éstas en general son las que proporcionan la energía eléctrica, ya sea directa o indirectamente, a todos los equipos pertenecientes a una instalación.

Efectos cruzados: en casos extremos, se puede reducir la cantidad de los equipos accionados, es decir, por ejemplo, se puede reducir la alimentación de tres bombas a sólo dos y, de esta forma, también se pueden reducir los costes. De forma similar, también se puede reducir la reserva energética necesaria.

Datos de funcionamiento: la experiencia sugiere que se pueden obtener importantes beneficios con sólo ajustar la central. Por ejemplo, en algunas instalaciones existe un elevado porcentaje de bucles de control de proceso en la configuración manual. Estos bucles se pueden poner a punto en la manera adecuada y activarlos en modo automático. Como consecuencia, estas variables se pueden reducir en función de la presión, lo que a su vez reducirá las cargas de alimentación. También se puede reducir el número de apagados no planificados lo que, por su parte, permitirá disminuir el *flaring*. También puede ser igualmente beneficioso el tiempo invertido en la correcta configuración de las líneas de protección de sobretensión de los compresores centrífugos. Un aspecto clave es la mejora de la concienciación del personal de la central para poder reducir las ineficiencias.

Aspectos económicos: la mayoría de los cambios asociados con esta técnica requieren pocas modificaciones en el equipo. Por el contrario, los cambios están asociados con el control de la central y por ello se requiere poco gasto de capital. La correcta puesta a punto de los bucles clave para una instalación se pueden alcanzar por menos de 25.000 GBP (libras esterlinas). La formación del personal clave puede suponer otras 10.000 GBP. Como consecuencia, con frecuencia existe un aumento en la producción con una mejora en la estabilidad de la central.

Motivo principal para su implantación: históricamente han existido pocos motivos principales para implementar tales cambios. Los operadores confían poco en las técnicas manuales para la puesta a punto del bucle de control, etc. En la actualidad, existen técnicas de software que permiten realizar este tipo de cambios, tales como puesta a punto de bucle, y llevarlos a cabo con la confidencialidad necesaria. Muchos operadores se han dado cuenta ya de los beneficios y han aplicado estas técnicas para crear sistemas de gran robustez.

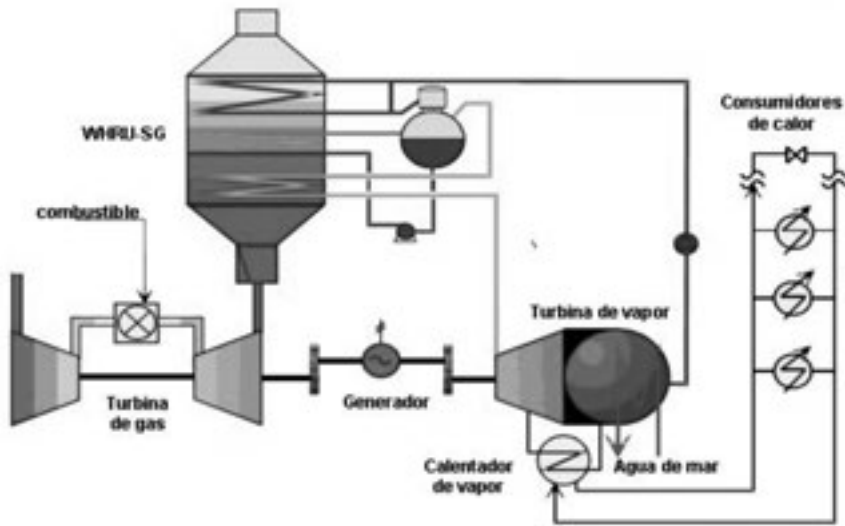
Bibliografía: [78, Finkeldei, 2000], [207, Underbakke y Jakobsen,]

EJEMPLO 7.2.4.5 UNIDAD ELÉCTRICA Y DE CALOR DE CICLO COMBINADO DE PLATAFORMAS MARINAS

Descripción: el aumento en el precio de los combustibles y las preocupaciones relacionadas con las emisiones han hecho que se ponga el énfasis en la conservación de la energía en las instalaciones de petróleo y gas de las plataformas marinas. Este hecho ha significado cambios importantes en los procedimientos operativos y en el desarrollo tecnológico en diferentes instalaciones de petróleo y gas. Se ha hecho un gran esfuerzo en la reducción de los requisitos energéticos, evitando los consumos innecesarios de combustible y diseñando sistemas más eficientes desde el punto de vista energético. La forma más eficaz de conseguir este objetivo ha sido instalar ciclos de vapor y llamas de proceso frío en turbinas de gas nuevas o ya existentes para generar ciclos combinados (CC).

El concepto de ciclo combinado es una mezcla de un proceso de turbina de gas y un proceso de turbina de vapor. Los gases de salida abandonan normalmente la turbina de gas a una temperatura aproximada de 500 °C. Esto representa una gran cantidad de energía que se puede recuperar produciendo vapor a baja presión en unidades de recuperación del calor residual. El vapor se encamina hacia la turbina de vapor que produce energía adicional. El vapor a baja presión procedente de la salida de la turbina de vapor, se puede condensar usando agua enfriada (agua de mar) y, posteriormente, se vuelve a encaminar a la unidad de recuperación de calor residual para la generación de vapor (WHRU-HSQ). La WHRU-HSQ y la turbina de vapor forman un ciclo de saturación de vapor, que es un ciclo de vapor de circuito cerrado. Se trata de una tecnología convencional utilizada en las centrales eléctricas alimentadas por gas en instalaciones marinas.

Figura 7.20: Diagrama de flujo de la unidad eléctrica y de calor de ciclo combinado en plataformas marinas [25, ABB, 2000]



Beneficios ambientales obtenidos: en general, al pasar desde el «ciclo simple» a las plataformas marinas de ciclo combinado basadas en las nuevas turbinas de gas se obtiene un incremento en el rendimiento de entre el 37 y el 50%. Este hecho reduce el consumo de combustible y las emisiones de CO_2 y NO_x en, aproximadamente, un 25%. En comparación con las plantas de ciclo combinado de gran tamaño e instaladas en tierra, la eficiencia térmica es inferior debido al equilibrio realizado entre el coste y el rendimiento y al hecho de que las centrales en tierra de mayor tamaño tienen unas pérdidas térmicas inferiores.

En combinación con la extracción de vapor de la turbina de vapor, la «central de ciclo combinado» se transforma en una «central de producción combinada de calor y electricidad (cogeneración)». El vapor extraído puede cubrir las demandas de calor de manera indirecta calentando algún líquido o, como alternativa, el vapor se puede usar directamente en los generadores de calor. Dependiendo de la magnitud de la demanda de calor, el rendimiento de una central de cogeneración estará comprendido entre el 47 y el 80%. Las CC y las centrales de cogeneración son muy flexibles, ya que la recuperación de calor se puede maximizar en todo momento con independencia del nivel de carga o de la demanda de calor.

Campo de aplicación: la necesidad de vigilar los costes de la inversión y el peso, mientras se persigue el desarrollo de una nueva tecnología y la optimización del rendimiento, ha conseguido disminuir el peso de la unidad de recuperación de calor entre un 30% y un 50%. Como ejemplo, la unidad de recuperación de calor de entrada simple correspondiente a una turbina de gas tiene un peso aproximado de 125 toneladas, mientras que las unidades estándares pesan normalmente

entre 200 y 250 toneladas. El espacio necesario para una unidad de recuperación del calor residual para generación de vapor es, aproximadamente, entre un 25 y un 50% del que necesita una unidad de producción convencional de generación de calor. Sin embargo, estas unidades de recuperación de calor se sitúan en la parte superior de las turbinas de gas que, a su vez, se encuentran situadas en la parte superior de las plataformas. Por ello, normalmente se dispone del espacio necesario.

Las condiciones relativamente bajas del vapor permiten el empleo de unos módulos de turbina de vapor de baja presión con carcasa soldada a la turbina. Como consecuencia, el peso del conjunto de una turbina de vapor de 15 a 20 MW será de 150 a 175 toneladas, peso que está bastante próximo al de una turbina de gas comparable. Este tipo de equipo tiene un tamaño comparable al de una corredera de una turbina de gas de 20 MW.

La conclusión es que las centrales de ciclo combinado, en general, se pueden aplicar tanto a las plataformas marinas modernizadas como a las de nueva construcción.

Figura 7.21: Ejemplo de una central eléctrica de ciclo combinado instalada sobre una plataforma marina de la plataforma continental Noruega [25, ABB, 2000]



Efectos cruzados: como el concepto de ciclo combinado sólo implica agua ultra-pura en un circuito cerrado, no se verterán o emitirán productos residuales al medio ambiente en funcionamiento normal.

Datos de funcionamiento: los siguientes datos de funcionamiento están basados en un ciclo combinado con una producción total de energía de 67 MW:

- presión de vapor en la toma de la turbina de vapor 15 bar
- temperatura del vapor en la toma de la turbina de vapor: 430 °C
- flujo másico del vapor en la toma de la turbina de vapor: 17,5 kg/s
- salida nominal de potencia en el generador de la turbina de vapor: 15,8 MW_e

Los datos de vapor proporcionados están basados en la recuperación de calor de los gases de salida de dos turbinas de gas convencionales con los siguientes datos de salida:

- temperatura del gas a la salida: 481 °C
- potencia nominal a la salida: 2 x 25,9 MW_e.

Un ciclo de vapor de una plataforma marina recuperará normalmente un tercio de la producción de la energía nominal de una turbina de gas convencional.

El ciclo de vapor requiere agua de mar como medio de refrigeración en el condensador de vapor. La turbina de vapor requiere un flujo de agua de mar de aproximadamente 2.000 m³/h. Los costes de inversión del sistema de agua de mar se pueden reducir en ocasiones mediante la integración de este sistema con el de otros usuarios de agua de mar. El coste del agua de refrigeración varía mucho de un caso a otro y, en ciertas plataformas, el coste asociado a esta agua de refrigeración proporcionada para una mejora puede ser muy elevado.

Además, el ciclo de vapor requiere una pequeña cantidad de electricidad y aire de instrumento para manejar bombas y válvulas. Se suele añadir una pequeña cantidad de amoníaco (normalmente 1 kg/día) al ciclo de vapor para controlar el pH. El consumo de agua ronda normalmente los 0,5 m³/h.

Aspectos económicos: los costes estimados que se han presentado hacen referencia a una central eléctrica de vapor típica de 16 MW con dos turbinas de gas en lugar de una única turbina de gas convencional. La producción total de energía para la central de ciclo combinado se encontrará pues en el rango de los 67 MW. Los costes totales del proyecto de las plataformas marinas se encuentran relacionados en gran medida con el espacio y el peso. Hay que destacar que para las plataformas petrolíferas, el gas es, en muchos casos, un producto gratuito o casi gratuito. Una reducción en el consumo de gas durante la fase de producción de petróleo aumentará el volumen de gas que se tiene que reinyectar. En aquellos casos en los que la capacidad de compresión del gas sea un factor restrictivo, esto puede de hecho reducir la capacidad de producción de petróleo y, por ello, el aho-

rro del gas combustible puede significar incentivos económicos negativos. El valor del gas ahorrado sólo se recuperará posteriormente durante el tiempo de vida de la instalación y éste tendrá un bajo valor neto en la actualidad. Sin embargo, en el sector noruego, la reducción de las tasas de CO_2 puede, en determinados casos, justificar tales inversiones.

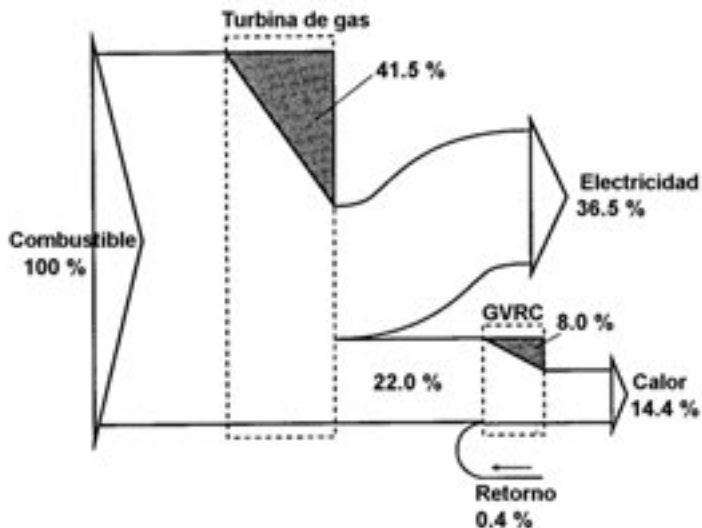
Motivo principal para su implantación: peticiones para reducir las emisiones de CO_2 y NO_x , impuestos de CO_2 en las plataformas noruegas y una mejora en la fiabilidad y estabilidad de funcionamiento.

Bibliografía: [25, ABB, 2000].

7.3 Niveles de emisión y consumo actuales

7.3.1 Visión general del flujo másico

Figura 7.22: Diagrama de Grassmann de una turbina de gas con GVRC [50, Korobitsyn, 1998]



El diagrama de Grassmann muestra el flujo energético de una turbina de gas de ciclo combinado sin combustión complementaria. Las áreas marcadas en gris representan las pérdidas internas de energía en la turbina y en el generador de vapor de recuperación de calor (GVRC).

7.3.2 Visión general de los combustibles gaseosos utilizados en las grandes instalaciones de combustión

El gas natural es un combustible limpio que no causa prácticamente emisiones de SO₂ ni de partículas. Las emisiones de CO₂ derivadas de la combustión del gas natural son mucho menores si se las compara con las derivadas de otros combustibles fósiles. La Tabla 7.22 proporciona una visión general de los combustibles gaseosos más importantes utilizados en las grandes instalaciones de combustión.

Tabla 7.22: Visión general de los combustibles gaseosos más importantes utilizados en las grandes instalaciones de combustión
[58, Eurelectric, 2001]

Sustancia	Gas natural (mol %)	Gas de alto horno (BFG) (mol %)	Gas de refinería (mol %) *
N ₂	0 – 14	52 – 57	0
CO ₂	1 – 2	20 – 21	4 – 5
CH ₄ – C ₄ H ₁₀	84 – 99	0	0 – 46
CO	0	21 – 23	20 – 50
H ₂	0	2 – 4	30 – 45
Azufre	0	Algunos	20 – 1.700 mg H ₂ S/Nm ³
Polvo	0	Depende del sistema de limpieza del gas aplicado, pero normalmente es <40 mg/Nm ³	0

* Véase BREF sobre refinerías. El rango depende del tipo de gas (por ejemplo, gas de refinería, gas de hidrógeno, gas de coque, gas de FCC)

Las turbinas de gas de las plataformas marinas queman gas natural crudo suministrado directamente por el campo petrolífero adyacente. Este gas puede tener una composición distinta de la del gas natural usado normalmente para las turbinas de gas terrestres. En la Tabla 7.23 se puede ver una composición típica del gas natural proveniente de un campo petrolífero del Mar del Norte.

Encontrará más información sobre gas natural y refinerías de gas en el BREF sobre refinerías de gas y aceites minerales.

7.3.3 Rendimiento de las centrales de combustión alimentadas con combustible gaseoso

El rendimiento de las centrales eléctricas ha aumentado de forma continua durante la última década gracias a la optimización del proceso y debido a los nuevos

Tabla 7.23: Ejemplo de composición del gas natural crudo correspondiente a un campo petrolífero del Mar del Norte [78, Finkeldei, 2000]

Componente	Mol%	g/mol
Metano	68,69	46,18
CO ₂ ⁽¹⁾	14,65	27,01
Etano	8,18	10,31
Propano	4,45	8,22
n-Butano	1,19	2,9
Nitrógeno	0,84	0,98
H ₂ O	0,7	0,52
i-Butano	0,49	1,3
n-Pentano	0,30	0,92
i-Pentano	0,26	0,78
Hexano	0,089	0,32
Heptano	0,06	0,25
Octano	0,033	0,15
H ₂ S	0,007	0,01
Helio	0,0	0,0

(1) El contenido de CO₂ del gas natural crudo varía apreciablemente entre los distintos campos petrolíferos pero es infrecuente que supere el 10%.

desarrollos en el campo de los materiales y de las técnicas de refrigeración, lo que permite alcanzar unas temperaturas más elevadas a la entrada de la turbina. En un ciclo combinado, la aplicación de más etapas de presión y el aumento de las temperaturas del vapor de entrada (posibles gracias al desarrollo de materiales resistentes a elevadas temperaturas) han provocado el aumento del rendimiento del ciclo de vapor. En la Tabla 7.24 se proporciona una visión general de los rendimientos asociados con las centrales eléctricas alimentadas por gas, designadas para la producción de electricidad con una carga base. Se debe destacar que los valores de los rendimientos citados se aplican a turbinas de gas nuevas y en buen estado, a plena carga, en condiciones ISO y con condensadores refrigerados de paso único. Para otras condiciones, los valores pueden ser inferiores, ya que el rendimiento depende fuertemente de las condiciones ambiente y del tipo del sistema de refrigeración aplicado, así como del modo de funcionamiento.

El motivo del rendimiento superior del ciclo combinado es que la turbina de gas proporciona entre el 65 y el 70% de la capacidad total y que la conversión de energía en la turbina de gas resulta muy efectiva en el empleo de los gases relativamente calientes de la turbina.

Tabla 7.24: Visión general de los rendimientos de las grandes instalaciones de combustión alimentadas con gas

	Tamaño máximo de la unidad (MW _e)	Rendimientos térmicos (%)
Central eléctrica convencional		38 – 49
Turbina de gas de ciclo simple	275	30 – 42
Encendido por chispa de ciclo simple (EC) o motor de doble combustible		40 – 47
Ciclo combinado con GVRC	400	46 – 58
Ciclo superior con caja del viento caliente		50

Notas:

Estos datos han sido obtenidos durante el funcionamiento a plena carga. Si disminuye la carga de funcionamiento, los rendimientos térmicos disminuyen de manera importante.

Aumentar el rendimiento de la unidad es posible debido al aumento de la temperatura de combustión de la turbina de gas y al aumento de la temperatura de los gases de salida de la turbina, lo que aumenta la temperatura del vapor sobrecalentado y permite el empleo de generadores de vapor de recuperación de calor de doble o triple presión. Si la temperatura de salida resulta lo suficientemente elevada, el recalentamiento del vapor resulta económicamente atractivo.

Se pueden aplicar distintas modificaciones de proceso para mejorar la eficiencia térmica de las turbinas de gas. Por ejemplo, la regeneración puede mejorar el rendimiento transfiriendo el calor residual al aire de descarga del compresor, reduciendo así el consumo de combustible pero, por otro lado, puede provocar una cierta reducción de la potencia. La cogeneración es una técnica en la que la energía liberada en un proceso de combustión se utiliza para producir electricidad y calor que se puede aprovechar. La electricidad se puede generar utilizando directamente los gases calientes de la combustión, como en una turbina de gas, o empleándolos para producir vapor a alta presión y temperatura para accionar una turbina de vapor tal y como sucede en las calderas convencionales. El calor utilizable suele presentarse en la forma de vapor. Este vapor se puede aprovechar directamente o mediante un intercambiador de calor en el caso de una caldera convencional o mediante el empleo de un generador de vapor de recuperación de calor (GVRC) extrayendo energía de los gases de salida, en el caso de una turbina de combustión. Se deben usar combustibles de alta calidad para las centrales de ciclo combinado con GVRC para evitar problemas de corrosión/erosión. El calor producido se puede usar en distintas aplicaciones, por ejemplo, en procesos industriales, calefacción de distrito, etc.

Ciertos efectos pueden disminuir el rendimiento en los ciclos reales de funcionamiento, tales como la ineficacia en la compresión y expansión, la pérdida de la

presión durante la adición y sustracción de calor, la variación del calor específico del fluido de trabajo con la temperatura, combustión incompleta, etc. [87, Molero de Blas, 1995].

7.3.4 Emisiones al aire

En las instalaciones de combustión alimentadas por gas, en particular las turbinas de gas, las emisiones de NO_x se deben principalmente a la formación de NO_x térmico, efecto que está influido por los siguientes parámetros [32, Rentz et ál., 1999]:

- **composición del combustible:** a medida que aumenta el contenido de hidrógeno en el combustible aumenta las emisiones de NO_x . Del mismo modo, un mayor contenido de alcanos en el gas natural tiende a aumentar las emisiones de NO_x ;
- **temperatura de la llama:** cuando se quema el combustible y el aire en una proporción estequiométrica, se alcanza la temperatura más elevada de la llama, lo que da lugar a mayores emisiones de NO_x ;
- **tiempo de retención de la mezcla combustible/aire en la zona de combustión:** se puede disminuir el tiempo de retención utilizando un mayor número de quemadores con un flujo constante de combustible y de aire. Ésta es una forma de reducir la formación de NO_x y este método se aplicó en una etapa temprana del desarrollo de las turbinas de gas;
- **condiciones atmosféricas:** un aumento de la humedad del aire de combustión también ayuda a reducir la formación de NO_x . El efecto reduce la temperatura de la llama, que es similar a la inyección de una emulsión de agua/combustible dentro de la cámara de combustión de la turbina de gas.

La concentración exacta de NO_x a la salida depende del tipo de turbina de gas. Sin embargo, existe un conflicto entre el aumento del rendimiento de la turbina de gas y la reducción de las emisiones de NO_x (el elevado rendimiento de la turbina de gas es, naturalmente, un asunto bastante importante porque se necesitará quemar una menor cantidad de combustible). El objetivo de aumentar el rendimiento de la turbina de gas conduce a mayores temperaturas de combustión dentro de la turbina de gas. Como consecuencia, las medidas adoptadas para reducir las emisiones de NO_x serán menos eficaces. Sin embargo, las nuevas instalaciones de ciclo combinado de elevado rendimiento dotadas con cámaras de combustión con bajas emisiones de NO_x pueden alcanzar concentraciones a la salida de 20 – 50 mg/Nm^3 sin tener que utilizar medidas de reducción de concentraciones de NO_x de «final de línea» (consulte la Tabla 7.25). Las emisiones de NO_x de las instalaciones ya existentes no se pueden representar con una única cifra, sino que varían entre 50 y 75 mg/Nm^3 , aunque las instalaciones más antiguas pueden tenerlo difícil para que sus emisiones queden por debajo del nivel de 75 mg/Nm^3 . Sin embargo, se debe hacer notar que los bajos niveles de emisión de NO_x pueden conducir a mayores niveles en las emisiones de CO.

Tabla 7.25: Parámetros seleccionados y niveles de emisión de NO_x para las nuevas turbinas de gas [185, Smith, 1995]

Tipo de turbinas de gas	Potencia (MW en condiciones ISO)	Temperatura del gas a la salida (°C)	Gasto másico del gas a la salida (kg/s)	Emisión de NO _x (ppm) a 15% de O ₂ y en condiciones ISO
GE Frame 6	38,34	539	136,98	25
W 251 B12	49,1	520	171,46	9 – 25 (9 ppm desde 1997)
ABB GTBC	52,6	517	179,17	25
Siemens V64.3	60,5	534	183,7	25
GE Frame 7EA	83,5	530	292,11	9
ABB GTI INI	83,8	505	317,06	15
Siemens V 84.2	106,7	548	346,99	9
ABB GTI In2	109,2	525	375,12	15
W 501 D5	109,8	527	361,97	9 – 25 (9 ppm desde 1996)
GE Frame 9E	123,4	538	403,7	9 – 25 (9 ppm desde 1996)
ABB TG 13 E	147,9	516	501,22	25
Siemens V 84.3	152	550	425,01	25
Siemens V94.2	153,6	546	498,95	9
GE Frame 7 FA	159	589	417,75	9
W 501 F	161,3	583	430,46	9 – 15 (9 ppm desde 1995)
ABB 13E2	164,3	525	524,81	25
GE 9FA	226,5	589	601,92	9 – 25 (9 ppm desde 1997)

Notas:

GE = General Electric Co. W = Westinghouse ABB = Asea Brown Boveri Siemens = Siemens KWU

A mayores temperaturas, el nivel de emisión de NO_x aumenta más lentamente que el rendimiento de la generación de electricidad. Por este motivo, el desarrollo técnico para obtener mayores rendimientos implica un mayor nivel de emisiones de NO_x en mg/Nm³.

Como no se han observado problemas técnicos relacionados con las calderas de recuperación de calor (ciclo combinado, cogeneración) con las turbinas de gas equipadas con la tecnología de la RCS, el sistema de RCS se puede contemplar como una

técnica probada para reducir las emisiones de NO_x en las instalaciones alimentadas por gas. Como desventajas de la RCS cabe citar la pérdida de presión y la pérdida consecuente en el rendimiento; además, las posibles emisiones de amoníaco se deben tener en cuenta en el método de prevención integrado de la contaminación. Según [32, Rentz et ál., 1999], en California se alcanzó un nivel de emisión de 20 mg/Nm^3 utilizando el sistema de RCS. En este sitio era obligatorio alcanzar unos valores de emisión de NO_x de 20 mg/Nm^3 e inferiores ya que las condiciones atmosféricas son peores para la mayor parte del año debido a una concentración de ozono extremadamente elevada y a los periodos de neblina continua en verano. En Japón y en Europa, se pueden alcanzar niveles de emisión de $30 - 50 \text{ mg/Nm}^3$ para grandes turbinas de gas ($>100 \text{ MW}_{\text{th}}$) con combustión de gas natural.

El empleo de sistemas con bajas emisiones de NO_x en una turbina de gas puede alcanzar $9 - 42 \text{ ppmvs}$ de NO_x ($15\% \text{ O}_2$), $9 - 50 \text{ ppmvs}$ ($15\% \text{ O}_2$) para el gas. Cuando se utilizan productos de destilación como combustible, el empleo de sistemas con bajas emisiones de NO_x puede lograr emisiones de $42 - 90 \text{ ppmvs}$ NO_x ($15\% \text{ O}_2$), $20 - 30 \text{ ppmvs}$ ($15\% \text{ O}_2$) [190, Davis y Black, 2000].

El parámetro más importante que gobierna la velocidad de formación de NO_x en un motor de combustión interna es la temperatura de la combustión del gas. Un método utilizado para reducir la temperatura de combustión es disminuir la relación combustible/aire, la misma cantidad de calor específico liberado por la combustión del combustible se utiliza entonces para calentar una mayor masa de gases de salida, lo que provoca una menor temperatura máxima de combustión y menores emisiones de NO_x . Esta medida de reducción principal de NO_x , denominada «método de combustión pobre» se utiliza en algunos motores alimentados con gas. Los motores con encendido por chispa con combustión pobre (EC) y de doble combustible (DC) en modo gas se encuentran equipados con frecuencia con un catalizador de oxidación cuyo objetivo principal es la eliminación de CO. La emisión de COVNM por parte de los motores de encendido por chispa de combustión pobre de gas (EC) y de doble combustible (DC) en modo gas dependen de la composición del gas natural. En función de la legislación que se encuentre en vigor y de la composición del gas natural, puede que se necesite utilizar, en ciertos casos, las técnicas de reducción secundarias de emisión de COVNM y, en esos casos, se aplica el catalizador de oxidación para la reducción simultánea de CO y COVNM.

Una combustión eficiente de los combustibles gaseosos no genera partículas. Sin embargo, los niveles de partículas entrantes pueden afectar a las turbinas [191, GE, 2002].

Tabla 7.26: Emisiones de NO_x para régimen estacionario con motor a plena carga [192, GTT, 2003]

Instalación	Fuelóleo utilizado o SO ₂	NO _x (como NO ₂)* (mg/Nm ³)	Polvo medio (ISO 9096 u otro método equivalente)	Comentarios
Gas diésel, Modo Gas	comb. principal gas natural, comb. piloto: fuelóleo pesado (2,9% en peso S, 0,05%-en peso de cenizas, 9% en peso residuo de micro carbón)	1.584 – 1.612	10 ... 13	central eléctrica de 120 MW _e en Asia
Motor de gas encendido mediante chispa, (EC)	n.d.	161 – 190	n.d.	central eléctrica de 5 MW _e en el norte de Europa
Motor de gas encendido mediante chispa, EC (bajas emisiones de NO _x)	n.d.	71 – 83	n.d.	central eléctrica de 40 MW _e en América. Consumo del combustible alrededor del 3% superior en comparación con el consumo «normal» EC.
Motor de gas encendido mediante chispa, EC		5 - 13		RCS (15% O ₂)
Motor de doble combustible - modo gas - modo LFO	<0,05% en peso S, <0,01% en peso de ceniza	147 – 177 1.531 – 1.751	n.d. 6 – 27	central eléctrica de 5 MW _e en el norte de Europa

* Emisión de NO_x dada a 0 °C, 101,3 kPa a 15% en volumen O₂, gas seco

Tabla 7.27: Emisiones a la atmósfera emitidas por las centrales de combustión alimentadas con combustible gaseoso

Técnica de combustión	Potencia (MW _{th})	Medidas de reducción de emisión	Emisiones al aire (mg/Nm ³)			Comentarios
			NO _x	Polvo	CO	
Caldera alimentada con gas	50 – 100	sin medidas de reducción medidas primarias	60 – 93	2 – 5,4	7 – 14	Todos estos valores se encuentran en mg/Nm ³ a 3% O ₂ . Según se ha informado, las calderas industriales de menor tamaño en el rango de 20 – 50 MW(th) pueden alcanzar límites de emisión próximos a 140 mg/m ³ al 3% de oxígeno, sobre la base de gas seco, 273 K
			300		100	
			150		100	
			150 – 200			
	100 – 300					
	>300		60 – 180			
	>50	SCONOX	<6		<1,1 mg/Nm ³ (1ppm)	Adaptadas a una unidad de cogeneración existente a 32 MW _e y a una turbina de gas pequeña de 5 MW _e , ambas en funcionamiento en los EE.UU. Esta técnica se puede aplicar a centrales con potencia superior a 50 MW _{th}
Turbina de gas de combustión de ciclo combinado (gas natural)	50 – 100					Se han alcanzado niveles de NO _x inferiores a 50 mg/Nm ³
	100 – 300	MP (ANS)	18 – 41,6		0,1 – 11,3	Se han alcanzado niveles de NO _x inferiores a 50 mg/Nm ³
		MP (inyección de agua)	80 – 200		<50	
	>300	MP (ANS)	<30		<30	Esta central también ha utilizado un sistema de RCS que ya no se encuentra en funcionamiento debido al elevado rendimiento de la tecnología ANS
		MP (LNB de dos etapas)	47 – 73		6 – 60	
		MP/RCS	33	<1	30	<2

Tabla 7.27: Emisiones a la atmósfera emitidas por las centrales de combustión alimentadas con combustible gaseoso (*continuación*)

Técnica de combustión	Potencia (MW _{th})	Medidas de reducción de emisión	Emisiones al aire (mg/Nm ³)			Comentarios
			NO _x	Polvo	CO	
Turbina de gas para plataformas marinas	50 – 100		65 – 355		<8 – 668	Turbinas de gas de 41,9 – 79 MW _{th} que queman gas natural – crudo del Mar del Norte
			30 – 57	5 - 7	<30	
Turbina de gas alimentada con gas natural	50 – 100	MP (inyección de agua)	18 – 35			a 15% O ₂
		ANS	50 – 90			a 15% O ₂
	100 – 300					
	>300	ANS	50			

Notas:

MP (..) Medidas primarias para reducir emisiones de NO_x ANS Cámara de combustión de bajas emisiones de NO_x RCS Reducción catalítica selectiva

7.3.5 Vertidos al agua

El funcionamiento de las turbinas y calderas alimentadas con gas conduce al tratamiento de la siguiente agua residual específica:

- **Aguas de lavado, fugas y depuración:** las aguas provenientes de la depuración, fugas y lavados se enviarán al sistema de alcantarillado mediante un separador de combustibles líquidos. La cantidad rondará normalmente los 0,1 m³/h. Puede estar contaminada con combustible líquido. Puede presentarse un volumen extraordinario de 150 m³/h si hubiera que descargar las tuberías. En ese caso, la contaminación consistiría principalmente en sedimentos. No se espera recoger combustible líquido. Los compresores de la turbina de gas necesitan limpiarse unas cuatro veces al año con agua y detergente. El tipo de detergente todavía no se ha definido. Cuando el detergente utilizado es biológicamente degradable se vierte a las aguas superficiales. Si existen metales pesados en el agua, ésta se recoge y se elimina fuera del sitio mediante un gestor autorizado.
- **Purga del agua de la caldera:** el agua que se drena de la caldera por razones de mantenimiento se recogerá y se tratará en un tanque de neutralización. Una vez neutralizada, el agua se verterá a las aguas superficiales. El agua de la caldera es agua desmineralizada con sustancias químicas añadidas. La caldera se debe drenar al menos una vez al año. El contenido en sal presente en el circuito de agua/vapor deberá permanecer por debajo de cierto valor para impedir sedimentaciones durante la evaporación y sobrecalentamiento de tuberías y para evitar la aceleración de la corrosión. Para mantener el nivel de sal en el rango especificado, el agua de la caldera se suele purgar de forma regular (si es necesario) desde el calderín al sistema del agua de refrigeración. Como consecuencia, el agua de purga contendrá concentraciones bajas de sal.
- **Purga de la instalación de desmineralización:**

7.3.6 Combustión y otros residuos de la central

Residuos sólidos y líquidos: sólo se producen pequeñas cantidades de residuos sólidos y líquidos durante el funcionamiento de las turbinas de gas y de las calderas alimentadas con gas. La mayoría de los residuos serán producto de actividades colaterales tales como el mantenimiento y el tratamiento de las aguas. Las sustancias residuales asociadas con estas actividades secundarias pueden incluir: rascado de metal, empleo de combustible líquido, empaquetado de materiales, líquidos utilizados para lavar los compresores/turbinas de gas, intercambiadores iónicos y carbón activo.

Aceite utilizado: normalmente el aceite de control de la turbina y el aceite lubricante se cambiarán cada diez años. También puede que se cambien poco tiempo

después de la entrada en funcionamiento del equipo. La cantidad del aceite implicado en cada ocasión rondará los 30.000 a 40.000 litros por unidad de 400 MW_e.

Líquidos de limpieza: los líquidos usados para lavar los compresores y las turbinas serán detergentes sintéticos disueltos en agua. Estos líquidos se utilizarán de forma periódica para eliminar la suciedad y los depósitos de grasa de los álabes; la limpieza se llevará a cabo durante los periodos de suspensión temporal. Los líquidos sucios resultantes se enviarán a una empresa de proceso autorizada. La cantidad total de los líquidos producidos se estima en 7 m³ por unidad cada vez que se realiza la limpieza fuera de línea (cuatro veces al año).

Sustancias químicas del agua desmineralizada: la instalación de agua desmineralizada producirá residuos químicos y resinas. Si se utiliza una instalación de intercambio iónico, los elementos químicos utilizados son ácido clórico y sosa cáustica. Las sales normalmente se verterán a las aguas superficiales tras su neutralización. Las resinas se tienen que cambiar una vez cada tres a cinco años. Las cantidades de los productos químicos utilizados y las resinas residuales dependerán del tipo de instalación, la calidad del agua bruta y la cantidad del agua desmineralizada producida.

7.3.7 Emisión de ruidos

La mayoría de los países de la UE tienen sus propias reglamentaciones sobre ruidos ambientales, que se tienen que cumplir.

Normalmente, el criterio a aplicar en relación con el ruido está basado en los distintos tipos de área existentes: uso de la tierra (residencial, comercial, industrial, etc.). Una práctica muy frecuente es fijar distintos límites para el día y la noche, especialmente para las áreas residenciales (el horario nocturno se define normalmente entre las 22.00 h y las 07.00 h). Las áreas industriales suelen tener solamente un tipo de límite: si la central eléctrica es de carga base, el valor de las emisiones nocturnas (si se estipula) se toma como base de diseño.

El volumen del ruido ambiental se define utilizando un receptor de ruidos fuera de los límites de la propiedad del proyecto. También se deberán tener en cuenta todos los ruidos de fondo existentes cuando se define el ruido de impacto proveniente de una nueva central eléctrica.

La determinación de los requisitos razonables de ruido resulta necesaria para evitar costes innecesarios. Por ejemplo, si el ruido de fondo de una zona industrial es ya de 70 dB(A), no tendrá ningún sentido exigir un diseño para la central con un impacto sonoro de 60 dB(A) o menos. Para los ruidos que haya dentro de la central (en zonas donde los niveles de ruido excedan los 85 dB(A)) se deberán emplear protecciones acústicas y estas áreas deberán estar claramente marcadas.

En otras ubicaciones, donde las personas puedan permanecer durante largos periodos de tiempo, se deberá poder mitigar el nivel de ruidos en caso necesario.

Las principales fuentes sonoras de las centrales eléctricas térmicas son: ventiladores (incluyendo entradas, salidas, chimeneas y recintos), bombas, turbinas, sistemas de vapor, edificios (incluyendo ventanas y sistemas de ventilación), las torres de refrigeración y transformadores (tonos audibles de 100 Hz y armónicos).

7.4 Técnicas a tener en cuenta en la determinación de las MTD para la combustión de combustibles gaseosos

Este apartado presenta las técnicas que se han analizado a la hora de determinar las MTD para evitar o reducir las emisiones correspondientes a la combustión de combustibles gaseosos y para aumentar la eficiencia térmica. Todas ellas se encuentran comercialmente disponibles en la actualidad. En este apartado, las técnicas que hay que tener en cuenta sólo se describen de una forma general, pero la mayoría de las técnicas y descripciones más detalladas se presentan en el capítulo 3 y algunos ejemplos técnicos se proporcionan en el apartado 7.2 con el fin de demostrar en detalle el rendimiento ambiental de estas técnicas cuando se aplican en una situación real. En principio, las técnicas generales descritas en el capítulo 3 también son aplicables en gran medida a la combustión de combustibles gaseosos y, en general, deberían contemplarse también como técnicas a tener en cuenta en la determinación de las MTD.

Para evitar las repeticiones en este documento, se puede consultar información más detallada en el apartado 3.15.1 sobre las MTD para los sistemas de gestión ambiental.

7.4.1 Técnicas para el suministro y la manipulación del combustible gaseoso y de los aditivos líquidos

Tabla 7.28: Técnicas para el suministro y la manipulación del combustible gaseoso y de los aditivos líquidos

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Empleo de una turbina de expansión para recuperar el contenido energético de los gases presurizados suministrados a través de las tuberías de gas	Empleo más eficiente de la energía	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	
Pre calentamiento del gas combustible por recuperación del contenido energético de los gases de salida de la turbina							
Comprobaciones regulares de las tuberías y facilidades de suministro del gas	Menor riesgo de incendios						
Superficies selladas con los sistemas de drenaje (incluyendo los separadores de combustible para evitar la contaminación del agua y del suelo causados por el aceite lubricante)	Prevención de la contaminación del suelo y de las aguas subterráneas	Posible	Posible	Alta	Ninguno	Coste asociado con el tratamiento del agua residual	El agua de drenaje recogida se tiene que tratar en un estanque de sedimentación
En el caso de aplicarse el sistema de RCS, almacenamiento del amoníaco como solución agua-amoniaco	Mayor seguridad	Posible	Posible	Alta	Un menor riesgo que en el caso de almacenamiento de amoníaco líquido presurizado	No disponible	

7.4.2 Técnicas para aumentar el rendimiento de las turbinas y calderas alimentadas con combustible gaseoso

Tabla 7.29: Técnicas para aumentar el rendimiento de las turbinas y calderas alimentadas con combustible gaseoso

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Ciclo de combustión							
Cogeneración de calor y electricidad	Aumento del rendimiento (utilización del combustible)	Posible	Limitado	Alta			
Precalentamiento del gas combustible mediante calor residual	Empleo más eficiente de la energía	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	
Empleo de materiales avanzados para alcanzar elevadas temperaturas de funcionamiento y aumentar así el rendimiento de las turbinas de vapor	Aumento del rendimiento	Posible	Imposible	Puesto en práctica en centrales nuevas	Ninguno	No disponible	El empleo de materiales avanzados permite mayores temperaturas y presiones
Doble recalentamiento	Aumento del rendimiento	Posible	Imposible	Puesto en práctica principalmente en centrales nuevas	Ninguno	No disponible	
Calefacción mediante alimentación de agua regenerativa	Aumento del rendimiento	Posible	Posible en ocasiones		Ninguno	No disponible	
Control informático avanzado de las condiciones de la combustión para la reducción de las emisiones y el rendimiento de la caldera	Aumento del rendimiento de la caldera	Posible	Posible	Alta	Ninguno	Específica de la planta	

Tabla 7.29: Técnicas para aumentar el rendimiento de las turbinas y calderas alimentadas con combustible gaseoso (continuación)

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Acumulación del calor (almacenamiento del calor)		Posible	Posible			No disponible	Aumenta la energía generada con el modo de cogeneración
Pre calentamiento del aire de combustión	Aumento del rendimiento	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	Si la temperatura de pre calentamiento es superior a 150 °C, las emisiones de NOx tienden a aumentar
Turbinas de gas							
Control informático avanzado de la turbina de gas y posteriores calderas de recuperación	Aumento del rendimiento de la caldera	Posible	Posible	Alta	Ninguno	Específica de la planta	
Empleo de materiales avanzados para alcanzar elevadas temperaturas y presiones de funcionamiento y aumentar así el rendimiento de las turbinas de gas	Aumento del rendimiento	Posible	Imposible	Puesto en práctica en centrales nuevas	Ninguno	No disponible	El empleo de materiales avanzados permite mayores temperaturas y presiones

7.4.3 Técnicas para la prevención y control de emisiones de NO_x y CO

Tabla 7.30: Técnicas para la prevención y control de las emisiones de NO_x y CO

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Calderas alimentadas por gas							
Bajo exceso de aire	Reducción de NO _x y aumento del rendimiento	Posible	Posible	Alta		Específica de la planta	
Recirculación de los gases de combustión	Reducción de NO _x	Posible	Posible	Alta		Específica de la planta	
Quemador de bajas emisiones de NO _x para calderas alimentadas por gas	Reducción de NO _x	Posible	Posible	Alta			Las centrales más antiguas pueden tener problemas de acuerdo con la longitud de la llama de los modernos quemadores de bajas emisiones de NO _x
Reducción catalítica selectiva	Reducción de NO _x	Posible	Posible	Alta	Escape de amoníaco	Específica de la planta	
Turbinas de gas							
Inyección directa de vapor	Reducción de NO _x	-	Posible	Alta			
Inyección directa de agua	Reducción de NO _x	-	Posible	Alta		Tabla 7.2	

Tabla 7.30: Técnicas para la prevención y control de las emisiones de NO_x y CO (continuación)

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizaciones				
Cámara de combustión de bajas emisiones de NO _x	Reducción de NO _x	Estándar	Depende de la turbina de gas específica	Alta		Tabla 7.2	En la actualidad, casi todas las nuevas turbinas de gas de usos industriales están equipadas con sistemas de bajas emisiones de NO _x (ANS). En aquellos casos en los que es posible la reconversión de las viejas TG, los costes pueden ser muy elevados, hasta del 50% de los costes de una nueva turbina
Reducción catalítica selectiva (RCS)	Reducción de NO _x	Posible	Posible	Alta	Escape de amoníaco	Tabla 7.2	En función de la situación específica
Catalizador de oxidación de CO	Reducción (conversión) de CO en CO ₂	Posible	Posible	Alta			Depende de la situación específica
Combustión catalítica	Reducción de NO _x	Posible	-	No	Sin escape de amoníaco	Tabla 7.2	La tecnología de combustores catalíticos, que es una tecnología muy prometedora, está entrando ahora en servicio comercial en los EE. UU. La información proporcionada por los fabricantes no suele estar basada en instalaciones «verificadas en la práctica». Se estiman unas emisiones de NO _x muy bajas, inferiores a 5 – 6 mg/Nm ³

Tabla 7.31: Técnicas para la prevención y control de las emisiones de NO_x y CO

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Motores de gas estacionarios							
Reducción catalítica selectiva (RCS)	Reducción de NO _x	Posible	Posible	Alta	Escape de amoniaco	Específica de la planta	
Concepto de combustión pobre	Reducción de NO _x	Posible	Imposible	Alta			Los motores de encendido por chispa de combustión pobre (EC) y doble combustible (DC) en modo gas, suelen estar equipados con un catalizador de oxidación principalmente para la eliminación de CO. La emisión de COVNM de los motores de gas con encendido por chispa de combustión pobre (EC) y de doble combustible (DC) en modo gas dependen de la composición del gas natural.

7.4.4 Técnicas para la prevención y control de la contaminación del agua

Tabla 7.32: Técnicas para la prevención y control de la contaminación del agua

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Regeneración de desmineralizadores y pulidores de condensado							
Neutralización y Sedimentación	Disminución del vertido de aguas residuales	Posible	Posible	Alta	Lodos que necesitan ser deshidratados para poder ser eliminados	Específica de la planta	
Decantación							
Neutralización		Sólo en el caso de operación alcalina	Alta		Específica de la planta		
Lavado de calderas, turbinas de gas, precalentadores de aire y precipitadores							
Neutralización y funcionamiento en bucle cerrado, o sustitución por métodos de limpieza seca donde sea técnicamente posible	Disminución del vertido de aguas residuales	Posible	Posible	Alta		Específica de la planta	
Escorrentía superficial							
Sedimentaciones o tratamiento químico o reuso interno	Disminución del vertido de aguas residuales	Posible	Posible	Alta		Específica de la planta	

7.4.5 Técnicas a considerar en la resolución de MTD para las plataformas marinas

Tabla 7.33: Técnicas a considerar en la resolución de MTD para las plataformas marinas

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Cogeneración de calor y electricidad	Aumento del rendimiento	Posible	Limitado	Limitado			La producción combinada de calor y electricidad resulta también apropiada para las instalaciones situadas en plataformas marinas pero el espacio necesario debe encontrarse disponible y habrá que tener en cuenta el peso adicional necesario
Integración energética de varios campos o plataformas	Un mejor empleo del equipo de generación energética y, así, un menor nivel de emisiones	Depende en gran medida de la ubicación específica de las plataformas marinas y del campo petrolífero		Limitado		Coste elevado	Para obtener más información véase el ejemplo 7.2.4.2
Optimización del equipo de consumo energético	Un menor consumo energético implica un menor nivel de emisiones	Posible	Posible	Alta			
Generación paramétrica de modelos	Optimización del funcionamiento de las turbinas y, de esta forma, una disminución en las emisiones	Posible	Posible	Alta			
Inyección directa de vapor	Reducción de NO _x	Posible	Posible				El agua deberá tener al menos una calidad de «agua de alimentación de caldera de elevada presión», y estas calidades y cantidades no suelen estar normalmente disponibles en una plataforma marina
Inyección directa de agua	Reducción de NO _x	Posible	Posible				

Tabla 7.33: Técnicas a considerar en la resolución de MTD para las plataformas marinas (continuación)

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
NO _x -RED-TG	Reducción de NO _x	Posible	Posible				
SPME (sistema paramétrico de supervisión de emisiones)	Una mejor supervisión de las emisiones	Posible	Posible	Enorme			
Ciclo Cheng de inyección de vapor	Reducción de las emisiones de NO _x y aumento simultáneo del rendimiento						
Cámara de combustión de bajas emisiones de NO _x (ANS)	Reducción de NO _x	Técnica estándar para las nuevas turbinas de gas	Posible, disponible como un paquete de mejora pero no para todos los tipos de turbinas	El sistema ANS todavía no ha sido aplicado con mucha frecuencia en las turbinas de gas instaladas en plataformas marinas			Las técnicas ANS se instalan con más frecuencia en aplicaciones de tipo mecánico. Esto se debe a que el 44% de la electricidad que generan las turbinas de gas instaladas en plataformas marinas son del tipo de «doble combustible». Las turbinas que combinan características de premezclas con posibilidad de uso de combustible líquido todavía no han alcanzado ninguna experiencia práctica y, por lo tanto, no se han aplicado con este tipo de turbinas
Concepto de combustión pobre	Reducción de NO _x	Posible	Imposible	Alta			

Tabla 7.33: Técnicas a considerar en la resolución de MTD para las plataformas marinas (*continuación*)

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Reducción catalítica selectiva (RCS)	Reducción de NO _x				Escape de amoníaco	Específica de la planta	De acuerdo con el espacio y el peso de los sistemas de este tipo y, en particular, con los problemas de salud y seguridad relacionados con el almacenamiento y manipulación de amoníaco en las plataformas marinas, esta técnica todavía no se ha aplicado y, en la actualidad, no se considera particularmente viable para las instalaciones de combustión situadas en plataformas marinas.
Ciclo Cheng de inyección de vapor	Reducción de las emisiones de NO _x y aumento simultáneo del rendimiento	Posible					

7.5 Mejores técnicas disponibles (MTD) para la combustión de los combustibles gaseosos

Para entender este apartado es importante haber leído el prefacio del documento y, en particular, el quinto apartado: «Cómo entender y utilizar el presente documento». Las técnicas y los consiguientes niveles o variación de niveles de emisión o consumo que se incluyen en este apartado se han evaluado mediante un proceso iterativo con especial atención a los siguientes puntos:

- determinar las principales cuestiones ambientales del sector: las emisiones a la atmósfera y el agua, la eficiencia térmica y los residuos de combustión;
- estudiar las técnicas más relevantes para combatir estas cuestiones;
- determinar los mejores niveles de rendimiento ambiental según la información disponible recabada en la UE y en todo el mundo;
- analizar las condiciones que permiten alcanzar estos niveles de rendimiento, como los costes, los efectos cruzados o los motivos principales para la aplicación de estas técnicas;
- seleccionar las mejores técnicas disponibles (MTD) y determinar los resultantes niveles de emisión o consumo del sector en general, de acuerdo con el apartado 11 del artículo 2 y el anexo IV de la Directiva.

La opinión experta de la Oficina Europea para la Prevención y el Control Integrados de la Contaminación (IPPC) y del grupo de trabajo técnico pertinente han contribuido en gran manera en los puntos anteriores y en la información que se presenta en este apartado.

De acuerdo con este análisis, las técnicas y, en la medida de lo posible, los niveles de emisión y de consumo relacionados con el uso de las MTD que se presentan en este apartado se consideran adecuadas para el sector en su conjunto, y en muchos casos reflejan el rendimiento actual de algunas instalaciones del sector. Los niveles de emisión o de consumo asociados a las MTD deben entenderse como niveles que representan el rendimiento ambiental que se podría obtener como resultado de la aplicación, en este sector, de las técnicas descritas en el documento, teniendo en cuenta el equilibrio entre costes y ventajas que se incluye en la definición de MTD. Sin embargo, no se trata de niveles límite de emisión ni de consumo y no deberían interpretarse como tales. En algunos casos, puede resultar técnicamente posible conseguir unos niveles mejores de emisión o consumo pero, debido a los costes que acarrea el sistema necesario o a los efectos cruzados de la técnica, no se consideran MTD para el sector en su conjunto. No obstante, estos niveles podrían estar justificados en casos más específicos y con motivos especiales.

Los niveles de emisión y consumo asociados con el uso de las MTD deben contemplarse globalmente, con cualquier condición de referencia (por ejemplo, periodos medios).

El concepto «niveles asociados con el uso de las MTD» que se describe en los párrafos anteriores se debe distinguir del concepto «niveles que se pueden conseguir» utilizando una técnica o una combinación de técnicas determinadas, que hace referencia a los niveles que se prevé obtener durante un periodo de tiempo considerable en una instalación que disponga del mantenimiento apropiado y se explote adecuadamente o en procesos que empleen dichas técnicas.

Cuando hay información disponible sobre los costes, los datos se presentan junto con la descripción de las técnicas descritas en apartados anteriores y, de esta forma, se puede obtener una idea general de la magnitud de los costes que comporta cada técnica. Sin embargo, la inversión real necesaria para aplicar una técnica dependerá en gran medida de factores específicos relacionados, por ejemplo, con los impuestos, las tasas y las características técnicas relativas a cada instalación. Estos factores varían según el caso y no se pueden evaluar por completo en este documento. Si no hay información disponible sobre los costes, las conclusiones sobre la viabilidad económica de las técnicas se extraen a partir de la observación de instalaciones existentes.

Las MTD generales que se incluyen en este apartado pretenden servir de punto de referencia para evaluar el funcionamiento actual de una central existente o sopesar una propuesta para una instalación nueva y, con ello, contribuir a determinar las condiciones adecuadas según las MTD para la instalación o bien a establecer normas vinculantes generales con arreglo al apartado 8 del artículo 9. Es posible que las nuevas instalaciones se puedan diseñar de manera que el rendimiento obtenido sea igual o mejor que los niveles descritos como MTD. Asimismo, las instalaciones existentes deberían acercarse a los niveles asociados con las MDT o mejorarlos, según la aplicabilidad técnica y económica de las técnicas en cada caso en particular.

Los documentos BREF no son estándares legalmente vinculantes, pero, sin embargo, representan una manera de proporcionar información orientativa para la industria, los Estados miembros y el público en general sobre los niveles de emisión y consumo que se pueden conseguir si se utilizan unas técnicas concretas. Los valores límite adecuados para cada caso específico se deberán establecer tomando en consideración los objetivos de la Directiva IPPC y los factores locales.

Para evitar las repeticiones en este documento, se puede consultar información más detallada en el apartado 3.15.1 sobre las MTD para los sistemas de gestión ambiental.

7.5.1 Suministro y manipulación de combustibles gaseosos y aditivos

Las MTD de prevención de emisiones relacionadas con el suministro y manipulación de los combustibles gaseosos, pero también con el almacenamiento y ma-

nipulación de aditivos tales como amoníaco, etc. se encuentran resumidas en la Tabla 7.34.

Tabla 7.34: MTD para el suministro y la manipulación de los combustibles gaseosos

Material	Efecto ambiental	MTD
Gas natural	Emisiones fugitivas	<ul style="list-style-type: none"> • empleo de alarmas y sistemas de detección de fugas del gas combustible
	Empleo eficiente de los recursos naturales	<ul style="list-style-type: none"> • empleo de turbinas de expansión para recuperar el contenido energético de los gases combustibles presurizados • precalentamiento del gas combustible utilizando calor residual proveniente de la caldera o de la turbina de gas
Amoníaco puro licuado (si se utiliza)	Prevención de riesgos y salud laboral en relación con el amoníaco	<ul style="list-style-type: none"> • para la manipulación y almacenamiento del amoníaco puro licuado, los depósitos a presión de amoníaco puro licuado que sean mayores de 100 m³ se deberán construir con doble pared y deberán estar ubicados de forma subterránea; los depósitos de 100 m³ o de menor tamaño deberán fabricarse incluyendo técnicas de recocido • desde el punto de vista de la seguridad, el empleo de soluciones amoníaco-agua resulta menos arriesgado que el almacenamiento y la manipulación del amoníaco puro licuado.

7.5.2 Eficiencia térmica de las centrales de combustión alimentadas por gas

Para reducir la emisión de gases de efecto invernadero, en particular las emisiones de CO₂ emitidas por las centrales de combustión alimentadas con gas, tales como las turbinas de gas, motores de gas y calderas alimentadas con gas, las mejores opciones disponibles desde el punto de vista actual son las técnicas y medidas operativas tendentes a aumentar la eficiencia térmica de la central. Las medidas secundarias, es decir, la captura y eliminación de CO₂ tal y como se describe en el anexo 10.2 del presente documento, se encuentran en un estado muy inicial del desarrollo. Estas técnicas emergentes podrían estar disponibles en el futuro, pero todavía no se pueden considerar como MTD.

La eficiencia energética se ha considerado como consumo específico de calor (energía de entrada del combustible /energía de salida en los límites de la central eléctrica) y como rendimiento de la central eléctrica, el cuál en este caso es el inverso del consumo específico de calor, es decir, el porcentaje de energía producida / energía de entrada del combustible. La energía del combustible se mide como el poder calorífico inferior.

Para las centrales de combustión basadas en gas, la aplicación de los ciclos combinados de turbinas de gas y la cogeneración de calor y electricidad son, técnicamente, los medios más eficientes para aumentar la eficiencia energética (utilización de combustible) de un sistema de suministro energético. Una operación de ciclo combinado y la cogeneración de calor y electricidad se considera, por lo tanto, como la primera opción de MTD, es decir, siempre que la demanda de calor local sea lo suficientemente elevada como para garantizar la construcción de un sistema de este tipo. También se considera como MTD el empleo de un sistema de control informático avanzado con el fin de alcanzar unas elevadas prestaciones de la caldera con unas condiciones de combustión mejoradas que permitan la reducción de emisiones.

También se puede obtener una mejora en el rendimiento precalentando el gas natural, antes de suministrarlo a la cámara de combustión o a los quemadores. El calor se puede obtener de fuentes a baja temperatura, tales como los gases de salida del enfriador asociado con otros procesos regenerativos.

Las centrales eléctricas accionadas por motor a gas están adaptadas para la producción de electricidad y calor descentralizado (cogeneración) así como para aplicaciones de mayor carga base. Los rendimientos totales asociados con las MTD están dentro del rango 60 – 70% en la generación de vapor a baja presión. Con una combustión complementaria (es decir, cuando el contenido en oxígeno de los gases de combustión del motor actúan como «aire de combustión» principal del quemador) se puede generar una gran cantidad de vapor a baja o alta presión de una manera eficaz. En la producción de agua caliente (con temperaturas de salida que suelen encontrarse en el rango de 80 – 120 °C), con un rendimiento total (utilización del combustible) de hasta el 90%, en el modo de combustible gas, esta técnica se puede contemplar como MTD, aunque depende en gran medida de la parte de la energía del agua de refrigeración del motor que se recupere en la aplicación. Naturalmente, se puede producir agua caliente hasta 200 °C utilizando la energía contenida en los gases de combustión y parte de la energía de refrigeración del motor. Otra ventaja es la elevada eficiencia térmica (es decir, bajo consumo de combustible y, como consecuencia, bajas emisiones específicas de CO₂) de los motores. La MTD para el rendimiento eléctrico (en los terminales del alternador) está comprendida entre el 40 y el 45% (dependiendo del tamaño del motor) y se calcula en función del poder calorífico inferior del combustible.

Para las centrales existentes se pueden aplicar un determinado número de mejoras y de técnicas de optimización para mejorar la eficiencia térmica. Las medidas técnicas descritas en el apartado 2.7.8 se deberán tener en cuenta como parte de las opciones MTD para mejorar el rendimiento de las centrales existentes. Aplicando las técnicas y las medidas enumeradas en el apartado 7.4.2 para mejorar la eficiencia térmica, tal como el doble recalentamiento, y utilizando los materiales más avanzados, desde el punto de resistencia a altas temperaturas, para

las turbinas de gas y calderas, se pueden obtener las eficiencias energéticas asociadas con el empleo de MTD tal y como se resume en la Tabla 7.35.

Además, también habrá que tener en cuenta las siguientes medidas para mejorar el rendimiento:

- combustión: minimizar la pérdida de calor debido a los gases no quemados;
- la mayor temperatura o presión posibles para el vapor o gas del medio de trabajo;
- la mayor caída de presión posible en el extremo de baja presión de la turbina de vapor con la menor temperatura posible del agua de refrigeración (refrigeración por agua fresca) para calderas y centrales TGCC;
- minimizar la pérdida de calor mediante los gases de combustión (utilización del calor residual o la calefacción de distrito);
- minimizar la pérdida de calor mediante conducción y radiación con aislamiento;
- minimizar el consumo interno de energía adoptando las medidas apropiadas, por ejemplo, evitando la formación de escorias en el evaporador, obteniendo un mayor rendimiento en la bomba de alimentación de agua, etc.);
- precalentando el gas combustible o el agua de alimentación de la caldera con vapor;
- mejorar la geometría de los álabes de las turbinas.

La industria no se pone de acuerdo sobre cuáles son las medidas más adecuadas para mejorar el rendimiento de las centrales TGCC debido a que las medidas propuestas sólo significarán una mejora marginal del rendimiento total del ciclo combinado. Hay que destacar que las mejoras en el rendimiento de la turbina de gas pueden provocar una disminución del rendimiento del ciclo de vapor. Por lo tanto, la mejora del rendimiento de todo el ciclo será superior al incremento del rendimiento de la turbina de gas de forma aislada. Sobre la base del razonamiento anterior, la industria opina que las medidas propuestas no se deberán incorporar en el borrador final del BREF sobre grandes instalaciones de combustión.

Hay que recordar siempre que estos niveles MTD no se pueden alcanzar en todas las condiciones de funcionamiento. La eficiencia energética tendrá su mejor valor en el momento de diseño de la central. Las eficiencias energéticas reales a lo largo de la vida operativa de las centrales pueden ser inferiores debido a los cambios producidos, por ejemplo, cambios en la carga durante su funcionamiento, calidad del combustible, etc. La eficiencia energética también depende del sistema de refrigeración de la central eléctrica y del consumo de energía del sistema de limpieza de los gases de combustión. También se debe tener en cuenta que un elevado rendimiento de la turbina de gas puede generar problemas tales como vibraciones y un mayor nivel de emisiones de NO_x a corto plazo.

Tabla 7.35: Rendimiento de las centrales de combustión alimentadas con gas asociadas al empleo de las MTD (basadas en condiciones ISO)

Tipo de central	Rendimiento eléctrico (%)		Utilización del combustible(%)	Comentarios
	Centrales nuevas	Centrales antiguas	Plantas nuevas y ya existentes	
Turbina de gas				
Turbina de gas	36 – 40	32 – 35	-	
Motor de gas				
Motor de gas	38 – 45		-	
Motor de gas con GVRC en el modo de cogeneración	>38	>35	75 – 85	El rango total de la eficiencia energética en las centrales de cogeneración depende en gran medida de la situación específica y de la demanda local de electricidad y calor
Caldera alimentada con gas				
Caldera alimentada con gas	40 – 42	38 – 40		
TGCC				
Ciclo combinado con o sin combustión complementaria (GVRC) para la generación de electricidad	54 – 58	50 – 54	-	
Ciclo combinado sin combustión complementaria (GVRC) en el modo de cogeneración	<38	<35	75 – 85	El rango total de la eficiencia energética en las centrales de cogeneración depende en gran medida de la situación específica y de la demanda local de electricidad y calor. Al operar la TGCC en el modo de cogeneración, la eficiencia energética incluye la cantidad del rendimiento eléctrico y siempre se deben contemplar unidos para obtener el mejor rendimiento global exergético.
Ciclo combinado con combustión complementaria en el modo de cogeneración	<40	<35	75 – 85	

7.5.3 Emisiones de polvo y SO₂ de las centrales de combustión alimentadas por gas

Las centrales de combustión alimentadas por gas que utilizan gas natural como combustible tienen unas emisiones de polvo y SO₂ muy bajas. Los niveles de emisión de polvo de las centrales que utilizan gas natural como combustible suelen estar por debajo de 5 mg/Nm³ y las emisiones de SO₂ suelen estar por debajo de 10 mg/Nm³ (15% de O₂), cuando no se aplica ninguna otra medida técnica adicional.

Si se utilizan otros gases industriales como combustible, tales como gases de refinera o gases de altos hornos, hay que aplicar medidas de limpieza del gas como tratamiento previo (por ejemplo, filtros de tela) consideradas como MTD, con el fin de reducir el contenido en polvo y la cantidad de SO₂ presente en los gases de combustión ya que, en caso contrario, se pueden dañar las turbinas de gas o los motores. Como se menciona en el BREF sobre refineras, una MTD es limitar el contenido de H₂S del gas de refinera a 20 – 150 mg/Nm³, lo que conducirá a una emisión de 5 – 20 mg de SO₂/Nm³. Este gas no creará emisiones de partículas. En el caso de las refineras de gas natural, también se puede consultar el BREF sobre refineras de gas y aceites minerales.

7.5.4 Emisiones de NO_x y CO de las centrales de combustión alimentadas por gas

En general, para las turbinas de gas, motores de gas y calderas alimentadas por gas, la reducción de óxidos de nitrógeno (NO_x) se considera como MTD. Los compuestos de nitrógeno que son de interés son el óxido nítrico (NO) y dióxido de nitrógeno (NO₂), conocidos de forma colectiva como NO_x.

Para las nuevas turbinas de gas, los quemadores de premezclas (ANS) de bajas emisiones de NO_x son una MTD. La mayoría de las turbinas de gas ya existentes se pueden adaptar a la técnica del quemador de premezclas (ANS) de bajas emisiones NO_x pero, en ocasiones, el empleo de inyección de agua y vapor podría ser una mejor solución. Esta determinación se debe tomar caso por caso.

Varias turbinas de gas y motores de gas que están en funcionamiento en Europa, Japón y EE. UU. aplican también la RCS para reducir las emisiones de NO_x. Además de los quemadores de premezclas (ANS) de bajas emisiones de NO_x y de la inyección de agua y vapor, se considera que la RCS forma parte también de las MTD. Para las nuevas turbinas de gas, los quemadores ANS se pueden contemplar como la técnica estándar, por lo que la aplicación de un sistema de RCS adicional no será, en general, necesaria. Cuando la normativa sobre calidad de aire local exija una mayor reducción de las emisiones de NO_x en comparación con los niveles dados en la Tabla 7.37 (por ejemplo, cuando fun-

cione en áreas urbanas densamente pobladas), se puede pensar en el empleo de un sistema de RCS. En la Tabla 7.37 no se ha tenido en cuenta la maquinaria de emergencia.

Para las turbinas de gas se consideran MTD la inyección de agua y vapor o la adaptación a la técnica ANS. Las turbinas de gas con un diseño no modificado de la combustión, pero con elevadas temperaturas de entrada, presentarán rendimientos superiores y valores más elevados para las emisiones de NO_x . En este contexto, hay que destacar que con un rendimiento superior, la emisión específica de NO_x por kWh sigue siendo menor.

La retroadaptación de las centrales existentes al sistema de RCS es técnicamente posible pero no es económicamente rentable para las centrales TGCC ya existentes si el espacio necesario en el GVRC no fue previsto en el proyecto y, por lo tanto, no se encuentra disponible.

La industria presenta un punto de vista dividido, ya que en el caso de los ciclos combinados hay que modificar el GVRC, lo que se traduce en el desmantelamiento y la ejecución de mejoras para activar la incorporación de un sistema de RCS. Esto aumentará las elevadas inversiones de la RCS. Además, los costes de funcionamiento y de mantenimiento de la RCS son relativamente elevados, por lo que la RCS no resulta rentable para los ciclos combinados existentes. La industria también ha declarado que, en el caso de las turbinas de gas de ciclo simple, la RCS no es rentable económicamente porque a) hay que enfriar los gases, lo que requiere un enfriador adicional para reducir la temperatura del gas al nivel necesario para permitir el funcionamiento del sistema de RCS. Este enfriador aumentará los costes de funcionamiento y las inversiones ya de por sí elevadas, y b) las turbinas de gas de ciclo simple existentes en Europa son centrales de carga máxima que sólo entran en funcionamiento en casos de emergencia. Los elevados costes de inversión inicial, funcionamiento y mantenimiento hacen que la aplicación de un sistema de RCS en una turbina de gas sea económicamente inviable.

Para las centrales de motor fijo alimentadas por gas, se considera MTD el método de combustión pobre que resulta análogo a la técnica de bajas emisiones de NO_x que se utiliza en las turbinas de gas. Se trata de un método integrado y no hace falta suministrar a la central reactivos adicionales o agua para reducir las emisiones de NO_x . Debido a que en ocasiones los motores de gas están equipados con un sistema de RCS, estas técnicas también se pueden considerar como parte de las MTD. Para reducir las emisiones de CO, se considera como MTD la aplicación de catalizadores de oxidación en el caso de niveles de emisión asociados para la combustión de gas natural que se mencionan en la Tabla 7.36. En el caso de quemar otros combustibles gaseosos, tales como biogás o gases de vertederos, la emisión de CO puede ser superior debido al combustible específico utilizado.

Las emisiones de COVNM de los motores de gas con encendido por chispa y de combustión pobre (EC) y los motores de doble combustible (DC) en modo gas dependerán de la composición del gas natural. En algunos casos, pueden resultar necesarias las técnicas secundarias de reducción de las emisiones COVNM y, en esos casos, habrá que aplicar un catalizador de oxidación para reducir simultáneamente las emisiones de CO y COVNM. Se consideran como MTD mantener las emisiones de CO por debajo de 100 mg/Nm^3 (15% de O_2) y los valores de formaldehído por debajo de 23 mg/Nm^3 (15% de O_2) para los motores alimentados con gas y que estén equipados con un catalizador de oxidación.

La MTD para la minimización de las emisiones de CO es la combustión completa, que está muy relacionada con un buen diseño del horno, el uso de técnicas de control de procesos y de supervisión de alto rendimiento y un buen mantenimiento de los sistemas de combustión. Además de las condiciones de combustión, un sistema bien optimizado, además de reducir las emisiones de NO_x , también mantendrá bajos los niveles de CO, siempre inferiores a 100 mg/Nm^3 . Además, la aplicación de un catalizador de oxidación para el CO se puede contemplar como una MTD cuando la central esté funcionando en áreas urbanas densamente pobladas.

Como conclusión, las MTD relacionadas con la prevención y el control de las emisiones de NO_x y CO y los niveles de emisión asociados están resumidos en la Tabla 7.36 y la Tabla 7.37. Los gases de combustión derivados de las turbinas de gas y de los motores de gas contienen normalmente entre un 11 y un 16% en volumen de O_2 y, por lo tanto, los niveles de emisión asociados con el empleo de las MTD para turbinas y motores se han basado en un nivel de O_2 del 15% en volumen y como punto de referencia se utilizan las condiciones normalizadas. Para las calderas alimentadas con gas, se suele emplear como nivel de referencia el 3% en volumen de O_2 . Los niveles de emisión asociados con las MTD están basados en una media diaria, condiciones estándar y una situación de carga habitual. Para cargas extraordinarias, periodos de arranque y de parada así como para los problemas de funcionamiento asociados con los sistemas de limpieza de los gases de combustión deberían tenerse en cuenta que los valores extraordinarios a corto plazo podrían ser más elevados.

Tabla 7.36: MTD para la reducción de las emisiones de NO_x y CO para algunas centrales de combustión alimentadas por gas

Tipo de central	Nivel de emisión asociado con MTD (mg/Nm ³)		Nivel de O ₂ (%)	Opciones de MTD para alcanzar estos niveles	Supervisión
	NO _x	CO			
Turbinas de gas					
Nuevas turbinas de gas	20 - 50	5 - 100	15	quemadores de premezclas de bajas emisiones de NO _x (equipo estándar para las nuevas turbinas de gas) o RCS	Continua
ANS para turbinas de gas existentes	20 - 75	5 - 100	15	quemadores de premezclas de bajas emisiones de NO _x como paquete de mejora, si es que se encuentran disponibles	Continua
Turbinas de gas existentes	50 - 90 ⁽¹⁾	30 - 100	15	Inyección de agua y de vapor o RCS	Continua
Motores de gas					
Nuevos motores de gas	20 - 75 ⁽²⁾	30 - 100 ⁽³⁾	15	Concepto de combustión pobre, puesto a punto para bajas emisiones de NO _x y catalizador de oxidación para CO o RCS y catalizador de oxidación para CO	Continua ⁽⁴⁾
Nuevo motor de gas con GVRC en el modo de cogeneración	20 - 75 ⁽²⁾	30 - 100 ⁽³⁾	15	Concepto de combustión pobre, puesto a punto para bajas emisiones de NO _x y catalizador de oxidación para CO o RCS y catalizador de oxidación para CO	Continua ⁽⁴⁾
Motores de gas existentes	20 - 100 ⁽²⁾	30 - 100 ⁽³⁾	15	Puesto a punto para bajas emisiones de NO _x	Continua ⁽⁴⁾
1	La industria y un Estado miembro afirmaron que la cantidad de agua o vapor que se puede inyectar en una turbina de gas ya existente está limitada. La inyección de elevadas cantidades de agua o vapor pueden producir daños en los componentes de la turbina de gas. Por lo tanto, afirmaron que el rango tenía que ser sustituido por 80 - 120 mg/Nm ³ .				
2	La industria afirmó que estos rangos no son consistentes con el método MTD. El motivo proporcionado fue que el rango dado como MTD es el mismo que el proporcionado por el método LAER estadounidense (la tasa de emisión alcanzable más baja). La industria propuso un método orientado a la calidad ambiental que tuviera en cuenta los alrededores (zonas urbanas y otras). Esto significa que las pequeñas centrales situadas en áreas rurales deberán tener niveles MTD más estrechos que las centrales de gran tamaño situadas en las áreas urbanas. La industria afirmó que, para motores de encendido por chispa (EC) y de doble combustible (DC) en modo gas, niveles de 190 mg/Nm ³ (15% de O ₂) en modo gas representan la emisión global óptima teniendo en cuenta el menor consumo posible de combustible y la emisión gaseosa sin quemar de CO, COV etc.				

Tabla 7.36: MTD para la reducción de las emisiones de NO_x y CO para algunas centrales de combustión alimentadas por gas (continuación)

3	La industria mencionó que debido a motivos técnicos (impacto en la composición del combustible), las emisiones de CO deberán tener un nivel de 110 – 380 mg/Nm ³ (15% de O ₂) para que se pudieran considerar como MTD.
2	Otro representante industrial afirmó que habría que cambiar los rangos a:
3	90 – 190 mg/Nm ³
	100 mg/Nm ³
	debido a que los niveles de emisión asociados con las MTD para los motores de gas son sólo aplicables cuando se utiliza gas natural y no lo son cuando se emplean gases renovables tales como los gases de vertedero, el biogás o el gas de purificación. Además, afirmaron que tales niveles crearían desventajas para la competitividad comercial de estos gases.
4	Un representante de la industria propuso cambiar a supervisión discontinua porque la supervisión continua de las emisiones del motor no es una práctica común para los motores de combustión interna estacionarios.

Tabla 7.37: MTD para la reducción de las emisiones de NO_x y CO de algunas centrales de combustión alimentadas por gas

Tipo de central	Nivel de emisión asociado a las MTD (mg/Nm ³)		Nivel de O ₂ (%)	Opciones de MTD para alcanzar estos niveles	Supervisión
	NO _x	CO			
Calderas alimentadas con gas					
Nuevas calderas alimentadas con gas	50 – 100 ⁽¹⁾	30 – 100	3	Quemadores de bajas emisiones de NO _x o RCS o RNCS	Continua
Calderas existentes alimentadas con gas	50 – 100 ⁽²⁾	30 – 100	3	Quemadores de bajas emisiones de NO _x o RCS o RNCS	Continua
TGCC					
Nueva TGCC sin combustión complementaria (GVRC)	20 – 50	5 – 100	15	Quemadores de premezclas de bajas emisiones de NO _x o RCS	Continua
TGCC existentes sin combustión complementaria (GVRC)	20 – 90 ⁽³⁾	5 – 100 ⁽⁵⁾	15	Quemadores de premezclas de bajas emisiones de NO _x o inyección de agua y de vapor o RCS si el espacio requerido ha sido ya previsto en el GVRC	Continua
Nueva TGCC con combustión complementaria	20 - 50	30 – 100	Depende de la central	Quemadores de premezclas de bajas emisiones de NO _x y quemadores de bajas emisiones de NO _x para la parte de la caldera o RCS o RNCS	Continua

Tabla 7.37: MTD para la reducción de las emisiones de NO_x y CO de algunas centrales de combustión alimentadas por gas (continuación)

Tipo de central	Nivel de emisión asociado a las MTD (mg/Nm ³)		Nivel de O ₂ (%)	Opciones de MTD para alcanzar estos niveles	Supervisión
	NO _x	CO			
TGCC existente con combustión complementaria	20 – 90 ⁽⁴⁾	30 – 100 ⁽⁵⁾	Espec. de la central	Quemadores de premezclas de bajas emisiones de NO _x o inyección de agua y de vapor y quemadores de bajas emisiones de NO _x para la parte de la caldera o RCS si el espacio requerido ha sido ya previsto en el GVRC o en el RNCS	Continua
<p>La industria afirmó que había que cambiar los rangos a: nivel superior: 120 mg/Nm³ 80 – 120 mg/Nm³ porque las calderas alimentadas por gas dependen de la temperatura de combustión, del tipo de quemadores, del tamaño de la caldera, de las superficies calentadoras, de la temperatura del aire y del factor de carga de la central eléctrica. En el caso de que las calderas se encuentren equipadas con recicladores de gases de combustión será posible disminuir la emisión de NO_x a un nivel de 100 mg/Nm³. Sin embargo, mejorar una caldera existente con un reciclador de gases de combustión requerirá elevados costes de inversión (no resulta rentable). Un Estado miembro propuso que para las calderas ya existentes alimentadas por gas, que se hubieran reconvertido recientemente desde fuelóleo pesado para quemar ahora gas natural, la MTD para los niveles de emisión alcanzable deberían modificarse a 10 – 150 mg/Nm³ después de una modificación completa con medidas primarias para reducir la producción de NO_x (recirculación de los gases de combustión, estratificación del aire y del combustible). La industria mencionó que debido a que se utilizan grandes quemadores de pared como combustión complementaria en los GVRC, las emisiones de NO_x para las turbinas de gas pueden incrementarse en 10 – 20 mg/Nm³. Este aumento está provocado por las elevadas temperaturas locales de estos quemadores de tubo. Por lo tanto, el nivel asociado a la MTD en el caso de combustión complementaria debería ser 80 – 140 mg/Nm³. Un Estado miembro afirmó que los niveles superiores de MTD para las centrales TGCC >50 MW no pueden superar los 80 mg/Nm³ y para las centrales con potencia superior a los 200 MW el nivel superior de MTD debería ser 35 mg/Nm³ inferior debido a que estos niveles ya han sido fijados como VLE en el Estado miembro en cuestión. Un Estado miembro afirmó que los niveles superiores de emisión de CO para centrales TGCC con potencia >50 MW no pueden superar los 35 mg/Nm³ debido a que este nivel ya ha sido fijado como VLE (Valor Límite de Emisión) en el Estado miembro en cuestión.</p>					

Para el gas de refinería consulte el BREF sobre refinerías de gas y aceites minerales. En el caso de refinerías de gas natural, consulte también el BREF sobre refinerías de gas y aceites minerales.

7.5.4.1 CONTAMINACIÓN DEL AGUA

Las centrales de combustión alimentadas por gas generan diferentes corrientes de agua residuales (consulte el capítulo 1). Para reducir los vertidos al agua y para evitar la contaminación hídrica, todas las medidas que se han presentado en el apartado 7.4.4 se consideran como MTD.

En las centrales eléctricas resulta difícil impedir que de forma ocasional se produzcan pequeñas cantidades de aguas contaminadas con combustible líquido (lavado). En general, el uso de pozuelos separadores de combustible líquido será suficiente para evitar cualquier daño ambiental.

En general, las otras técnicas descritas en el capítulo 3 para el tratamiento del agua residual también se consideran como MTD en este sector.

7.5.4.2 RESIDUOS DE COMBUSTIÓN

La industria ha prestado una gran atención a la utilización de los residuos y subproductos de la combustión en lugar de depositarlos en los vertederos. Por lo tanto, la mejor opción disponible es la reutilización.

7.5.5 MTD para instalaciones de combustión que funcionan en plataformas marinas

Las conclusiones relacionadas con las MTD para el sector de las plataformas marinas han tenido en cuenta que las instalaciones de combustión que funcionan en plataformas marinas se utilizan en un medio más complejo y potencialmente arriesgado que las centrales eléctricas terrestres. Además, el espacio y el peso son un factor importante, lo que conduce a una densidad muy superior de equipos si se las compara con las aplicaciones en tierra. Además, se suele evitar cualquier complejidad excesiva en las plataformas marinas debido a su peso, espacio, seguridad y facilidad de funcionamiento. Por lo tanto, técnicas tales como la inyección de agua y de vapor, que requieren una central de tratamiento de agua de elevada calidad, o el sistema de RCS con un almacenamiento adicional de amoníaco, no han sido consideradas como MTD para las plataformas marinas con el fin de reducir las emisiones de NO_x .

En general, para las nuevas turbinas de gas que funcionan en plataformas marinas, la reducción de óxidos de nitrógeno (NO_x) utilizando ciertas medidas primarias tales como quemadores de premezclas (ANS) de bajas emisiones de NO_x se considera como MTD, siempre que esta técnica se encuentre disponible. El nivel de emisión de NO_x asociado al empleo de quemadores de premezclas (ANS) de bajas emisiones de NO_x para las turbinas de gas es inferior a 50 mg/Nm^3 . Como hay que mantener la estabilidad de la llama en todo el rango de condiciones de

funcionamiento, puede que no resulte práctico mantener la combustión por fases a bajas velocidades, tales como durante la puesta en marcha y el funcionamiento con carga parcial. La formación de NO_x no disminuye durante tales periodos y por ello se debe minimizar la existencia y duración de tales periodos.

La mejora de las turbinas de gas ya existentes ubicadas en plataformas marinas resulta muy cara si se la compara con las turbinas con base en tierra, debido a los costes de los trabajos de modificación. La mejora de la tecnología ANS en las turbinas de gas ubicadas en plataformas marinas ya existentes está limitada debido a los costes superiores y a la restricción del espacio existente dentro de la turbina para los nuevos distribuidores de combustible o cámaras de combustión. Para las turbinas aeroderivadas, utilizadas con frecuencia en las plataformas marinas, la mejora mediante ANS suele resultar mucho más compleja que para las turbinas industriales. Se tiene que sustituir toda la sección de combustión y, debido al diámetro externo de mayor tamaño correspondiente a la sección de combustión del ANS, se modifica la línea de centros de la turbina de gas. El campo de aplicación de la mejora de la tecnología ANS dependerá, por tanto, de cada plataforma debido al tipo de turbina, la complejidad, la edad, etc. El nivel MTD para las instalaciones existentes tendrá que determinarse caso por caso.

Para reducir el impacto ambiental de las turbinas de gas basadas en plataformas marinas, las siguientes medidas forman parte de las MTD finales:

- para las nuevas instalaciones, habrá que seleccionar turbinas con las que podamos obtener una elevada eficiencia térmica y un bajo espectro de emisiones;
- empleo de turbinas de doble combustible cuando sea funcionalmente necesario;
- minimizar la «reserva energética disponible»;
- proporcionar un suministro de gas combustible desde un punto situado en la parte superior del proceso de gas y petróleo que ofrezca un rango mínimo de los parámetros de combustión del gas combustible, por ejemplo, poder calorífico, etc.;
- proporcionar un suministro de gas combustible desde un punto situado en la parte superior del proceso de gas y combustible líquido que ofrezca concentraciones mínimas de compuestos sulfurados, para minimizar la formación de SO_2 ;
- manejar varios grupos de generadores o compresores en puntos de carga que minimicen la contaminación;
- optimizar los programas de mantenimiento y reformas;
- optimizar y mantener los sistemas de entrada y salida de una forma que mantenga las pérdidas de presión tan bajas como sea posible;
- optimizar el proceso con el fin de minimizar los requisitos de potencia mecánica y la contaminación;
- utilización del calor de salida de la turbina de gas para calentar la plataforma.

Los motores «diésel» modernos disponen de sistemas de inyección de combustible a alta presión controlados electrónicamente. Además, se han desarrollado cámaras de combustión y conductos de entrada y salida optimizados. Esta tecnología puede dar lugar a un menor consumo de combustible, menores emisiones de NO_x y otras emisiones gaseosas, y una menor producción de humos, en particular durante la aceleración y la puesta en marcha. Donde esté disponible, representa la MTD para minimizar las emisiones de SO_2 y NO_x .

Para reducir el impacto ambiental de los motores utilizados en las plataformas marinas, las siguientes medidas forman parte de las MTD finales:

- para los motores nuevos, seleccionar sistemas diésel que alcancen una elevada eficiencia térmica y un espectro de emisiones bajas;
- donde se utilice el gas de proceso como combustible, proporcionar un suministro desde un punto situado en la parte superior del proceso que ofrezca, por ejemplo, emisiones mínimas de SO_2 . Para combustibles destilados líquidos, se deberá asignar cierta prioridad a aquéllos que tengan bajo contenido en azufre;
- para motores diésel grandes, pensar en el repostado de gas con una carga de encendido por «antorcha de aceite»;
- optimizar el tiempo de inyección;
- manejar varios grupos de generadores o compresores en puntos de carga que minimicen la contaminación;
- optimizar los programas de mantenimiento y reformas.

Existen quemadores de bajas emisiones de NO_x para distintos tipos de calentadores, calderas y hornos alimentados con gas. Este hecho representa una MTD para minimizar las emisiones de NO_x , aunque habrá que evaluar el efecto y equilibrio relacionado con el consumo de combustible.

Otras medidas que se pueden tomar para aumentar la eficiencia energética de las plataformas marinas y, de esta forma, reducir las emisiones por unidad de energía utilizada, tal como la aplicación de centrales de cogeneración, forman parte de las MTD finales. Las técnicas que asisten al empleo optimizado de equipamiento tal como aquéllas basadas en la supervisión de funcionamiento se consideran MTD. En este caso, la turbina de gas se toma como referencia y se utiliza un software predictivo para calcular las emisiones. Este software se puede usar también para indicar al personal de funcionamiento de las plataformas marinas el punto de funcionamiento óptimo para una o varias instalaciones de turbina. Tales sistemas no eliminan la necesidad de realizar comprobaciones de cumplimiento de las emisiones, pero pueden ayudar al personal en la manipulación más eficaz del sistema global de combustión.

Otras técnicas, tales como el SPME son MTD para las instalaciones de combustión nuevas y ya existentes que estén funcionando en plataformas marinas. El sistema ofrece soluciones económicamente rentables para la supervisión y el cál-

culo de las emisiones. Además, también se puede usar para optimizar los procesos de combustión y el calendario de mantenimiento de las turbinas de gas.

La integración energética de varios campos también es una MTD y, siempre que sea aplicable, se tendrá que decidir analizando una a una las plataformas y los campos.

7.6 Técnicas emergentes para la combustión de combustibles gaseosos

7.6.1 Combustión catalítica

La combustión catalítica es una tecnología que quema combustible sin llama. Este proceso libera la misma cantidad de energía que los sistemas de combustión basados en llama pero con una temperatura extraordinaria inferior. Lo más importante es que esta menor temperatura se encuentra por debajo del umbral a partir del cual se forma NO_x . Este proceso se consigue mediante la combustión de una superficie catalizadora basada en paladio. El rango de temperaturas en el que el catalizador se encuentra activo está limitado en su parte inferior (no existe la suficiente actividad) y en su parte superior (degradación); el proceso de combustión consta de tres etapas:

- **precombustión:** un prequemador integrado eleva la temperatura de la mezcla entrante gas/aire hasta la temperatura en la que el catalizador se activa. Este proceso se aplica principalmente en las situaciones de carga baja. Normalmente, sólo una pequeña parte del combustible se utiliza en el prequemador;
- **combustión catalítica:** la combustión con catalizador tiene lugar a temperaturas relativamente bajas, inhibiendo así la formación de NO_x . No todo el combustible se quema aquí, ya que esto aumentaría enormemente la temperatura del catalizador, degradándolo;
- **combustión homogénea:** el resto del combustible se quema en condiciones de combustible pobre. No se produce ninguna inestabilidad de la llama, ya que la temperatura de entrada de esta zona es ya lo suficientemente elevada debido a la combustión catalítica ocurrida antes.

La tecnología del combustor catalítico, que es una tecnología muy prometedora, está entrando ahora en servicio comercial en los EE. UU. La información proporcionada por los fabricantes está basada, en general, en instalaciones «comprobadas en la práctica». La combustión catalítica sólo se ha comprobado a escala piloto en turbinas de gas de $1,5 \text{ MW}_e$. En la actualidad, se están desarrollando planes para la aplicación en una turbina de gas de 170 MW_e . Mediante el empleo de esta técnica se espera alcanzar niveles de emisiones de NO_x inferiores a 10 mg/Nm^3 .

7.6.2 Refrigeración por vapor

Otro desarrollo avanzado de la turbina de gas es el empleo de un refrigerador de vapor en lugar de un refrigerador de aire. Con frecuencia, se extrae aire del compresor de la turbina de gas para refrigerar el eje de la turbina y los álabes. La cantidad de aire de refrigeración es hasta el 20 – 25% del flujo de aire del compresor. El aire extraído no está disponible para el proceso de combustión y también pierde presión cuando fluye a través de los estrechos canales dejados por los álabes de la turbina, lo que provoca pérdidas en el rendimiento dentro del proceso de la turbina de gas. Al utilizar vapor en lugar de aire comprimido, estas desventajas se eliminan. La refrigeración por vapor resulta más eficaz que la refrigeración por aire.

En las turbinas mencionadas anteriormente, se aplica un sistema cerrado de refrigeración por vapor. El vapor refrigera los componentes calientes tales como los álabes fijos de las turbinas, los álabes móviles o las piezas de transición. El vapor utilizado no se mezcla con el flujo principal de gas que fluye a través de la turbina de gas (como sucede en un sistema abierto), sino que se vuelve a encaminar hacia el sistema de vapor, donde se puede expandir como gas recalentado mediante la turbina de vapor. El vapor de refrigeración se extrae a través de la sección de salida de la turbina de vapor de alta presión. El vapor se recalienta hasta la temperatura de recalentamiento y, a continuación, se mezcla con el vapor recalentado que proviene del generador de vapor de recuperación de calor (GVRC) y conduce a la sección de presión intermedia de la turbina de vapor para su posterior expansión. El vapor de refrigeración no afecta al flujo principal que atraviesa la turbina de gas y, en principio, no habrá consumo de agua.

Al aplicar una refrigeración de vapor, aumentará la temperatura de entrada de la turbina sin ningún aumento importante en la temperatura de combustión. Como resultado, se obtiene un mayor rendimiento sin que se incrementen las emisiones de NO_x . Al refrigerar utilizando vapor en lugar de aire, se reduce en gran medida el aire sangrado del compresor, el aire comprimido y, así, el consumo de potencia del compresor. Todo este proceso da lugar a un mayor rendimiento de la turbina de gas.

Gracias a esta nueva tecnología de refrigeración, se puede lograr una mejora en el rendimiento del ciclo combinado de dos puntos porcentuales y se puede esperar un rendimiento del 60%.

7.6.3 Nuevos potenciales de desarrollo

Algunas de las mejoras potenciales más importantes incluyen:

- mejora de los materiales y de los refrigerantes para permitir temperaturas de entrada a la turbina de 1.500 °C para turbinas de gas de tipo marco y 1.700 °C para turbinas de gas aeroderivativas;
- reducir la cantidad de aire comprimido utilizado para el medio de refrigeración;
- refrigerar los álabes utilizando un flujo de refrigeración externo (agua o vapor);
- en el futuro, uso generalizado de álabes de un solo cristal;
- mejorar el perfil de temperaturas de la entrada de la turbina. Sin puntos calientes, la temperatura general se puede definir justo por debajo del límite de la temperatura dada para el material [58, Eurelectric, 2001].

7.6.4 Opciones de recuperación

Existen varias opciones para recuperar el calor de los gases de escape en el proceso de la turbina de gas. Esta sección describe algunas de estas técnicas.

7.6.4.1 TURBINA DE GAS CON REFRIGERACIÓN INTERMEDIA

Una gran parte de la potencia que genera la turbina se utiliza para accionar el compresor. Una forma de mejorar el rendimiento de la turbina de gas es reducir el trabajo del compresor refrigerando el flujo de aire que pasa a través del compresor. La potencia del compresor es proporcional al flujo volumétrico. Teóricamente, al refrigerar tras cada una de las etapas del compresor se obtendrá la mayor reducción del trabajo del compresor, sin embargo, en la práctica, sólo es posible un determinado número de etapas de refrigeración.

Si la temperatura de los gases a la salida de la turbina de gas es superior a la temperatura del aire a la salida del compresor, es posible transferir parte del calor desde los gases de salida al aire que sale del compresor. De esta forma se aumentará el rendimiento de la turbina de gas porque se necesitará menos combustible para calentar el gas hasta alcanzar la temperatura de entrada a la turbina que se desea. Este tipo de recuperación puede utilizarse principalmente para las turbinas de gas con una relación de compresión moderada o para las turbinas de gas con compresores con refrigeración intermedia.

Los diseños que incorporan la aplicación de los refrigeradores intermedios del compresor y de recuperación tal y como los que acabamos de describir, pueden llegar a alcanzar un rendimiento del 54%, calculado con una temperatura de entrada a la turbina de 1.200 °C [58, Eurelectric, 2001].

7.6.4.2 CICLO TAH

En el ciclo de turbina de aire humidificada (TAH), la humidificación del aire comprimido después del compresor de aire permite disminuir la temperatura del aire

comprimido. En el ciclo TAH todo el aire se encuentra saturado con vapor de agua que utiliza calor residual de los enfriadores del compresor y de la salida de la turbina de gas. En este ciclo, se puede utilizar una mayor cantidad de calor regenerado desde los gases de salida que con un proceso de recuperación y refrigeración intermedia. La dificultad asociada a este ciclo es que no se pueden utilizar las turbinas de gas estándar ya que el flujo másico a través de la turbina se incrementa demasiado debido a la saturación con agua de todo el aire del compresor. El elevado contenido de vapor de agua en el aire de combustión también puede crear problemas con los quemadores. Con este proceso, una relación de compresión inferior da lugar a un rendimiento superior. Se puede obtener un rendimiento cercano al 53% con una temperatura de entrada a la turbina de unos 1.200 °C [58, Eurelectric, 2001].

7.6.4.3 PROCESO TOPHAT

En este proceso, el aire se humidifica en la entrada del compresor mediante la inyección de agua. Teóricamente, se puede efectuar una inyección tras cada una de las etapas del compresor. Esta técnica mejora el rendimiento de la turbina de gas hasta alcanzar el 55%, calculado para una temperatura de entrada a la turbina de 1.200 °C, que es el valor más elevado para el rendimiento de los ciclos descritos aquí. Se puede mejorar aún más el ciclo TOPHAT inyectando agua entre las distintas etapas del compresor. Por lo tanto, el agua necesita calentarse y presurizarse. Para calentar el agua de inyección, se utiliza calor proveniente de los gases de salida [58, Eurelectric, 2001].

7.6.4.4 CICLO TAHC

El ciclo de turbina avanzada humidificada en cascada (TAHC) utiliza una turbina de gas de baja presión y otra de alta presión sobre ejes independientes y compuestas de compresores y turbinas existentes, para permitir el paso de un flujo másico aumentado a través de las turbinas debido a la saturación con agua. El ciclo incluye refrigeración intermedia entre los compresores independientes, así como un recalentamiento de los gases de combustión entre las distintas turbinas [58, Eurelectric, 2001].

8. Cocombustión de residuos y combustible recuperado

Además de la combustión en plantas de incineración de residuos especialmente diseñadas y gestionadas que están reguladas de acuerdo con la Directiva 2000/76/CE, los residuos, tales como la biomasa contaminada y ciertas fracciones de residuos, también se pueden quemar en un proceso de cocombustión dentro de las instalaciones de combustión normales, tales como centrales eléctricas, que están reguladas en parte por la Directiva de incineración de residuos y en parte por la Directiva GIC en lo que respecta a su aplicación en las leyes nacionales específicas. La cocombustión de biomasa «limpia», tal y como se define en la Directiva GIC, se encuentra descrita en el capítulo 4 del presente documento. En este sentido, también se ha realizado alguna referencia al trabajo CEN en curso sobre «combustibles de recuperación sólida». Este capítulo está centrado principalmente en los efectos de la cocombustión de ciertos materiales residuales en grandes instalaciones de combustión (por ejemplo, calderas de lecho fluidizado alimentadas con carbón, madera, turba o lignito). En la actualidad, existen tres factores importantes que sostienen la idea de la cocombustión de residuos en grandes instalaciones de combustión:

- la legislación actual se opone a la eliminación de residuos y de residuos de biomasa de alto poder calorífico (por ejemplo, >6.000 kJ/kg de sustancia seca). Por lo tanto, existe la necesidad de establecer vías alternativas para tratar las fracciones de residuos correspondientes. La cocombustión es una opción, entre otras (incluyendo, por ejemplo, monoincineración, tratamiento biológico-mecánico);
- según los requisitos del Protocolo de Kioto, las emisiones de los gases de efecto invernadero tienen que reducirse en el ámbito mundial. La cocombustión de los residuos de biomasa (y, con ciertas restricciones, algunas fracciones de residuos) es una opción para reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero;
- la liberalización del mercado energético está intensificando la presión económica sobre los productores de energía. La cocombustión de residuos y de residuos de biomasa abrirá nuevas perspectivas de negocio, lo que hará que el funcionamiento de una gran instalación de combustión resulte económicamente más atractiva.

En el presente capítulo, el término «**combustible secundario (CS)**» incluye todos los tipos de residuos que tengan un poder calorífico lo suficientemente elevado como para ser utilizados como combustible (combustible secundario) y que se puedan utilizar en la cocombustión dentro de grandes instalaciones de combustión junto con combustibles convencionales (normalmente, carbón, lignito, combustibles líquidos, etc.). El término incluye materiales actualmente conocidos

en la literatura como residuos, combustibles recuperados (REF), combustibles derivados de desechos (RDF) o combustibles derivados de residuos de biomasa. Aquí no se pretende entrar en un análisis en profundidad sobre la definición de dichos términos. Podrá encontrar más información en las propuestas CEN. Además, algunos de estos materiales se pueden clasificar como peligrosos, ya que pueden estar contaminados con materiales peligrosos. La cocombustión de la biomasa limpia sigue la definición de la biomasa dada en la Directiva 2001/80/CE de la UE sobre grandes instalaciones de combustión y se analiza en el capítulo 5, donde podrá encontrar descripciones de la combustión de biomasa y turba. Los temas clave en la cocombustión de combustible secundarios son:

- características y calidad del combustible;
- diseño de la caldera;
- alimentación y manipulación del combustible;
- formación de escorias o sinterización de lecho (caldera de lecho fluidizado);
- contaminación de las superficies de transferencia de calor;
- corrosión caliente;
- efectos sobre niveles de emisión en comparación con las emisiones que se producen cuando se utiliza sólo un combustible convencional;
- propiedades de la ceniza, eliminación de las cenizas de fondo;
- almacenamiento de residuos; opciones de utilización o eliminación para residuos/desperdicios sólidos de la cocombustión.

Se puede realizar la cocombustión de una gran cantidad de materiales en las GIC. El apartado 8.3 enumera una lista de combustibles secundarios que en la actualidad se cocombustionan en GIC de la UE.

Dentro del ámbito de este capítulo se supone que los combustibles secundarios se pretratan, lo que normalmente significa que las partes combustibles se separan de las partes no combustibles. Para comprender mejor este tema, puede consultar los BREF sobre residuos. Estos documentos contienen asuntos tales como la incineración o los tratamientos previos de residuos. En particular:

- tratamiento de residuos (TR): este BREF describe los procesos y técnicas que están relacionados con la transformación de los residuos para su empleo como combustible en cualquier proceso de combustión (como en grandes instalaciones de combustión, fábricas de cemento, fábricas de productos químicos, hierro-acero, etc.). Estos tratamientos previos son, por ejemplo, la clasificación, trituración, preparación, etc.
- incineración de residuos (IR): este BREF trata el tema de la incineración y cubre instalaciones similares a las tratadas por la Directiva de incineración de residuos.

8.1 Técnicas y procesos aplicados empleados en la cocombustión de combustibles secundarios en grandes instalaciones de combustión

El empleo de combustibles secundarios en grandes instalaciones de combustión implica el empleo de ciertos procesos y técnicas. Las técnicas relacionadas con estas actividades se describen en el presente apartado. Cuando era necesario, se han realizado referencias cruzadas a otros capítulos y otros BREF.

8.1.1 Procedimientos de aceptación y aceptación previa

Estos sistemas y procedimientos existen para garantizar que los combustibles secundarios (por ejemplo, residuos) están sujetos a la evaluación técnica apropiada para garantizar que son adecuados para el empleo propuesto. Se deberá tener en cuenta la protección sanitaria del equipo técnico y de otras personas que, posiblemente, estarán en contacto con combustibles derivados de residuos. En el BREF sobre tratamiento de residuos podrá encontrar amplia información sobre los procedimientos de preaceptación y aceptación.

8.1.2 Descarga, almacenamiento y manipulación

La forma en que los combustibles secundarios se descargan, almacenan o se manipulan dependerán del estado de agregación y de las propiedades físicas de los distintos materiales.

Los combustibles secundarios (**CS gaseosos**) se transportan normalmente hasta las centrales eléctricas mediante tuberías y se inyectan directamente en los quemadores, sin necesidad de almacenamiento. Los tipos de técnicas utilizados para estos materiales no son distintos de aquéllos usados para los combustibles gaseosos (consulte la capítulo 7).

Los CS líquidos se suministran por barco, tren, camión o tuberías, dependiendo de la disponibilidad de los sistemas de transporte existentes en la ubicación en la que se produzca el combustible secundario. Los combustibles secundarios líquidos se pueden almacenar en tanques en la central, o se pueden inyectar directamente en la caldera.

El almacenamiento y manipulación del combustible secundario **sólido** dependerá en gran medida de las propiedades físicas del combustible secundario, por ejemplo:

- los lodos secos (gránulos) se pueden suministrar por barco, tren o camión y se almacenan en silos o en carboneras cerradas para evitar las emisiones de polvo

fugitivo. Los lodos secos deben quemarse de forma inmediata debido a sus propiedades higroscópicas;

- la formación de metano en silos de lodos o carboneras se tiene que controlar cambiando el aire de forma regular. El aire que contenga metano o compuestos odoríferos se deberá usar como aire de combustión. Durante el tiempo de paro de la caldera, se deberá garantizar el intercambio de aire y un tratamiento adecuado de los gases de salida;
- los lodos odoríferos se tendrán que transportar y almacenar en silos o carboneras cerradas para impedir las emisiones de olor;
- los lodos húmedos se pueden extender sobre el carbón en yacimientos o depósitos de carbón, pero habrá que tener en cuenta la posible generación de emisiones odoríferas y la dilución en el sistema de tratamiento de aguas residuales;
- si desea obtener más información en relación con los suministros especiales para el almacenamiento y manipulación de la biomasa consulte el apartado 5.1.1.

8.1.3 Tratamiento previo de los combustibles secundarios

Este apartado describe los procesos (por ejemplo, molienda, gasificación, pirólisis y precombustión) aplicados en la preparación del combustible gaseoso, líquido o sólido pulverizado para su combustión. Este tratamiento previo resulta necesario para garantizar una combustión completa en la caldera, debido al breve tiempo de residencia del combustible en el horno. El método más directo de la cocombustión del combustible secundario es la mezcla con un combustible principal. Las siguientes técnicas de tratamiento previo se describen en los siguientes apartados:

1. molienda
2. precombustión
3. secado (más información en el BREF sobre TR)
4. pirólisis (más información en el BREF sobre IR)
5. gasificación (más información en el BREF sobre IR)
6. metanización (más información en el BREF sobre TR).

Es importante observar (consulte la lista anterior) que algunas de estas técnicas de tratamiento previo se encuentran descritas ya en los BREF sobre tratamiento de residuos (TR) e incineración de residuos (IR). Por este motivo, no se incluye más información sobre ellos en el presente apartado.

8.1.3.1 MOLIENDA

La molienda se utiliza para tratar combustibles sólidos y para convertirlos a un tamaño que resulte apropiado para su empleo en la central eléctrica. Por ejemplo, en la caldera de lecho fluidizado el tamaño de la partícula suele ser normalmente superior a 100 mm y en calderas alimentadas con combustible pulverizado normal-

mente el tamaño de las partículas es inferior a 75 μm . En el apartado 4.1.3 se incluye información sobre el tipo de molienda utilizada con los combustibles sólidos.

8.1.3.2 PRECOMBUSTIÓN

La precombustión en un lecho fluidizado atmosférico (CLF) es una opción para los materiales que no se pueden quemar adecuadamente en calderas alimentadas con carbón pulverizado. Este tema concierne especialmente a los combustibles que son difíciles de pulverizar o a los combustibles que contienen cenizas contaminantes. Tal y como se mencionó en capítulos previos, la combustión en lecho fluidizado sólo necesita una molienda por aplastamiento o tosca del combustible. No se necesita una pulverización fina.

Los gases de combustión derivados de la CLF no se introducen en la caldera principal. Se introducen únicamente en el lado agua/vapor. Estos sistemas resultan idénticos a los sistemas autónomos descritos en el capítulo 4 y en el apartado 5.1.3.2. En este caso, las cenizas del combustible secundario no influirán en la calidad de la ceniza de carbón pulverizado.

8.1.3.3 SECADO

El combustible que esté muy húmedo para ser secado en un molino de carbón necesita ser secado en algún otro lugar (tratamiento previo) antes de mezclarlo con el combustible principal. El secado del combustible secundario húmedo puede realizarse en la central eléctrica o en el lugar en el que se produzca, recupere o reúna el combustible. Esto dependerá en gran medida de la infraestructura local y del tipo del combustible secundario. El secado del combustible está basado en procesos físicos y físico-químicos relacionados con el transporte de masa y calor, lo que da lugar a la evaporación de la humedad almacenada en el combustible. El calor requerido en la evaporación de la humedad se puede suministrar mediante convección, conducción o radiación. Como el secado no es específico de las grandes instalaciones de combustión, estos procesos no se han analizado en mayor profundidad en el presente documento. Podrá localizar más información en el BREF sobre tratamiento de residuos.

En la actualidad, existen tres tipos de secadores:

- secadores de convección: hay un contacto directo entre el medio calefactor y el producto a secar. Por lo tanto, estos secadores también se denominan secadores directos o secadores adiabáticos. El medio calefactor es el encargado de eliminar la humedad extraída del combustible;
- secadores de conducción: no existe contacto directo entre el medio calefactor y el producto. La transferencia de calor tiene lugar a través de las superficies calientes. La humedad se elimina a través del gas portador que, aproximadamente, representa el 10% de la cantidad usada en procesos conectivos. Por lo

tanto, los secadores de conducción pueden ser los preferidos para los residuos polvorientos u olorosos;

- secadores radiantes: este tipo no se aplica para el secado de los combustibles secundarios.

Ejemplos típicos de combustibles secundarios que puede que tengan que secarse son los lodos de aguas residuales y estiércol (por ejemplo, los excrementos de pollo) con humedades que exceden el 50%.

8.1.3.4 PIRÓLISIS

La pirólisis es un proceso termoquímico en el que el combustible se convierte en productos gaseosos, líquidos o sólidos por la aplicación de elevadas temperaturas en ausencia de oxígeno. Existen dos tipos de procesos de pirólisis:

- **los procesos de pirólisis rápida**, en los que la carga se calienta rápidamente a la temperatura de proceso, se desarrollaron para producir aceite de pirólisis o componentes específicos a partir de este aceite;
- **los procesos de carbonización**, en los que la carga se calienta lentamente hasta llegar a la temperatura de pirólisis, lo que da lugar a una producción sólida relativamente elevada.

El producto sólido de este proceso (denominado residuo de carbón) contiene una gran cantidad de carbono y se puede tratar como si fuera carbón. Los materiales líquidos y sólidos producidos se pueden almacenar antes de la cocombustión. De esta forma, estos materiales se pueden pretratar de forma independiente al funcionamiento de la central eléctrica. Los gases producidos suelen usarse para suministrar el calor requerido para el proceso de conversión endotérmica.

Como la pirólisis no es específica de las grandes instalaciones de combustión, estos procesos no se han analizado en mayor profundidad en el presente documento. Podrá encontrar más información en el BREF sobre incineración de residuos.

La pirólisis se utiliza en la cocombustión de combustible secundario en las centrales eléctricas alimentadas con lignito o carbón pulverizado cuando el combustible no se puede moler en un molino de carbón a las dimensiones requeridas.

Como ejemplo de central eléctrica en la que se ha aplicado la pirólisis, se encuentra la central denominada «Contherm», que fue desarrollada para la cocombustión de combustible derivado de desechos (RDF) en una central eléctrica alimentada con carbón con una caldera de fondo húmedo y una potencia térmica nominal de 769 MW_{th}. El proceso de pirólisis se realiza en dos hornos giratorios calentados indirectamente por el gas o mediante quemadores de combustible líquido que calientan el residuo a 550 °C sin ninguna adición de aire. El gas de pirólisis se

quema directamente sin refrigeración en la central eléctrica. El residuo de la pirólisis se tamiza y la fracción más fina, que contiene el carbón, se introduce en los molinos de carbón. La RDF consta de residuos plásticos extraídos de diferentes fuentes, residuos industriales y elementos defectuosos y bastos de la industria papelera. El tamaño de las virutas de residuos no debe exceder los 200 mm. En la central de reproceso se pueden extraer al año unas 7.900 t/año de metales reciclables. La central eléctrica está equipada con un sistema de RCS y un sistema de DGC húmeda [98, DFIU, 2001].

8.1.3.5 GASIFICACIÓN

Algunos tipos de combustible secundario contienen impurezas tales como cloro, bases, metales (por ejemplo, aluminio, metales pesados) en cantidades tales que requieren una limpieza adecuada antes de proceder a su cocombustión en la caldera. La gasificación de estos materiales puede ser una opción muy atractiva. El gas producido por la gasificación se puede quemar directamente en la GIC o se puede limpiar antes de su uso en la GIC o en la turbina de gas, pero en la actualidad no existen en funcionamiento turbinas de gas alimentadas con gas de gasificación limpiado.

En Austria se utiliza un método de gasificación único, que no se emplean en ningún otro sitio. En este método, se usa un gasificador de CLF para producir un gas a partir de biomasa, residuos y madera de demolición. El gas, que también contiene las partículas sólidas del proceso de gasificación, se introduce en la caldera a través de un quemador especialmente diseñado, que garantiza una ignición rápida, una llama estable, una fuerte penetración en la llama del carbón y una buena mezcla. Además, actúa como un combustible de recombustión, por lo que se disminuyen las emisiones de NO_x al convertir el NO_x en nitrógeno. La potencia térmica de esta central es de 10 MW. Aproximadamente el 15% – 20% del carbón fue sustituido por biomasa [64, UBA, 2000].

La Figura 8.1 y la Figura 8.2 proporcionan una visión esquemática general de una central de gasificación en combinación con una caldera alimentada por carbón que se encuentra en funcionamiento en Finlandia. En esta central eléctrica, el gas proveniente del gasificador de lecho fluidizado circulante se introduce directamente en la caldera sin ninguna otra operación de refrigeración o limpieza. El gasificador no es otra cosa que un molino termo-mecánico para la preparación de combustible.

El combustible secundario (normalmente combustibles recuperados de origen comercial o doméstico, residuos de bosques y neumáticos triturados) se transporta hasta la central eléctrica en camiones y se almacena en recipientes independientes. Las partículas gruesas de combustible se machacan y las fracciones finas se transportan mediante cintas transportadoras a un silo de almacenamiento cercano al gasificador. Tras su homogeneización en este silo, la mezcla

Figura 8.1: Gasificador de CLF conectado con una caldera alimentada con carbón [153, Nieminen et ál., 1999]

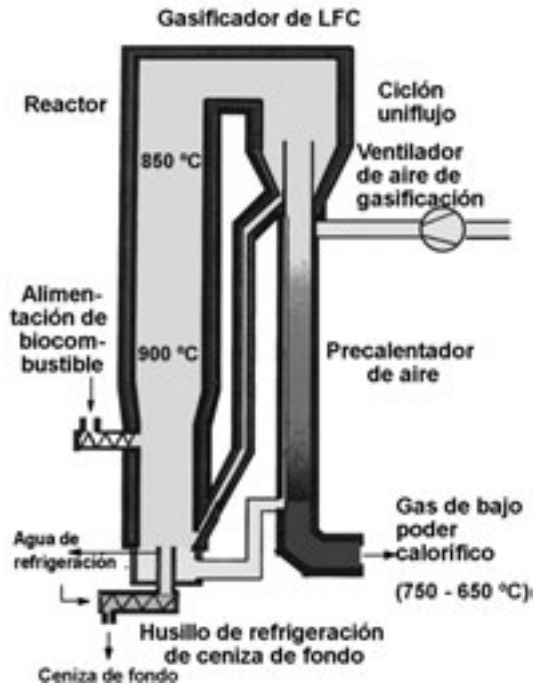
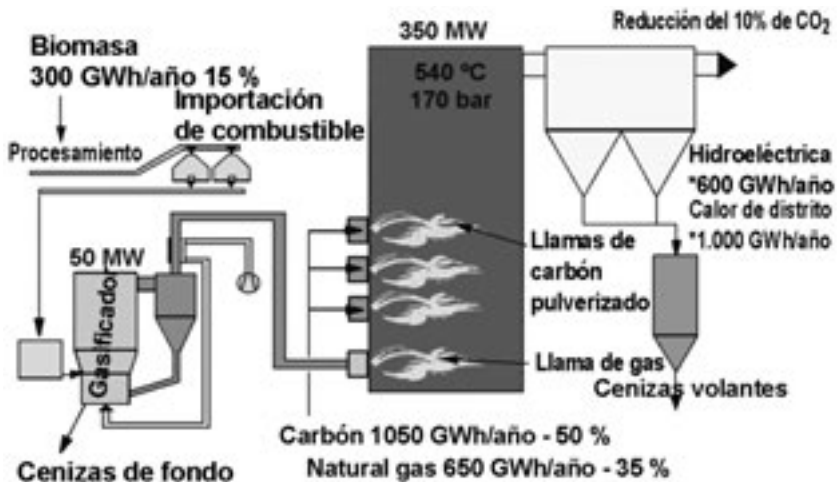


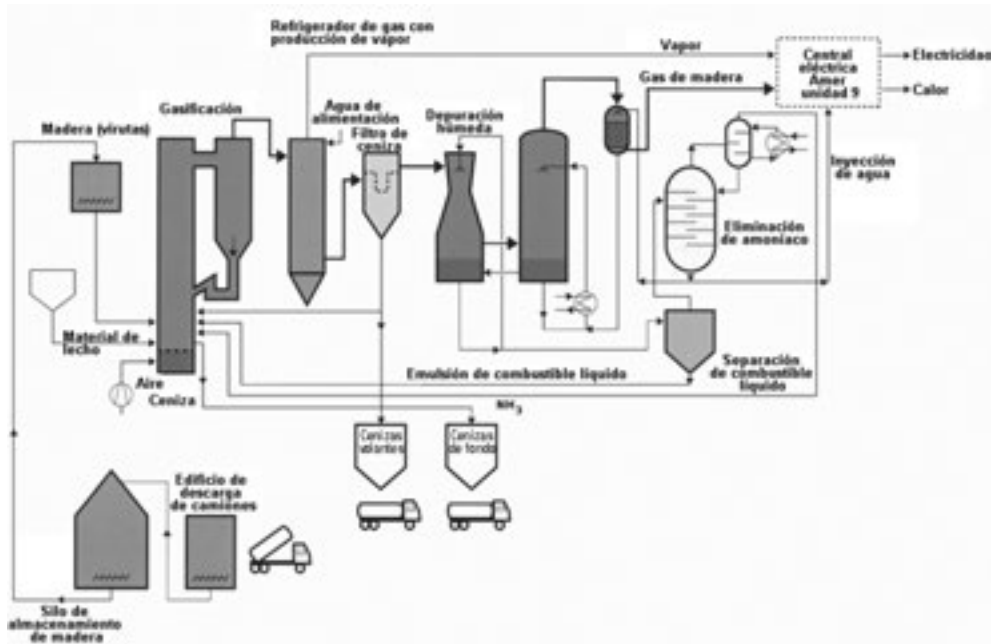
Figura 8.2: Diagrama de flujo del concepto de gasificador [153, Nieminen et ál., 1999]



de combustible se introduce en el gasificador. El gasificador de lecho fluidizado circulante consta de una vasija de acero recubierta de material refractario en su interior, donde el combustible se gasifica en una suspensión de partículas sólidas en gas fluidizado caliente. A presión atmosférica y a una temperatura de 850 °C, la mezcla de combustible se convierte en un gas combustible. En un ciclón, situado después del gasificador, se separan y se reciclan las partículas grandes contenidas en el gas. El gas producido fluye desde este ciclón al precalentador de aire, en el que el aire de gasificación se precalienta a temperaturas próximas a los 650 °C. El gas caliente se quema en la caldera principal de la central alimentada con carbón, y llega a sustituir hasta un 30% del carbón total quemado. El gasificador funciona con éxito desde enero de 1998 [58, Eurelectric, 2001].

En los Países Bajos se ha construido otro ejemplo de central de gasificación en combinación con una caldera alimentada con carbón. Tal y como se muestra en la Figura 8.3, el gas producido se enfría y se limpia antes de su introducción en la caldera alimentada con carbón. La central de gasificación ha sido diseñada para quemar madera de demolición. Desde un punto de vista técnico, se pueden gasificar otros flujos de residuos o combustibles recuperados. La capacidad de la central de gasificación es de 150.000 toneladas/año de madera de demolición, lo que equivale aproximadamente a la sustitución de un 5% de carbón.

Figura 8.3: Gasificación de la madera con limpieza de gas
[58, Eurelectric, 2001]



Las virutas de madera llegan a la central eléctrica mediante barcos y camiones y se almacenan en una carbonera. Desde esta carbonera, la madera se transporta a una vasija de alimentación desde la cual se alimenta al gasificador. El gasificador atmosférico de lecho fluidizado circulante (GALF) funciona a una temperatura comprendida entre 850 y 950 °C. El lecho consta de arena mezclada con caliza o dolomita. El gas del gasificador se refrigera en un enfriador de gas en el que se produce vapor a presión media sobrecalentada. Las cenizas volantes se separan del gas en un filtro y se pueden reciclar parcialmente en el gasificador. El gas libre de polvo se suministra a la caldera existente mediante quemadores de gas especiales para madera [58, Eurelectric, 2001].

Como la gasificación no es específica de las grandes instalaciones de combustión, estos procesos no se han analizado en mayor profundidad en el presente documento. Podrá encontrar más información en el BREF sobre incineración de residuos.

8.1.3.6 METANIZACIÓN

El combustible secundario también se puede metanizar mediante digestión anaeróbica. Estas técnicas transforman una materia orgánica en gas (principalmente metano), que puede ser utilizado posteriormente en la GIC. Como la metanización no es específica de las grandes instalaciones de combustión, estos procesos no se han analizado en mayor profundidad en el presente documento. Podrá encontrar más información en el BREF sobre tratamiento de residuos.

8.1.4 Técnicas para introducir combustibles secundarios en el proceso de combustión

Para emplear combustibles secundarios (CS) como combustible en los procesos de cocombustión, se tienen que aplicar ciertos procedimientos para introducir este tipo de materiales en el proceso de combustión. Se pueden aplicar varias técnicas para alcanzar una mezcla adecuada. Por ejemplo, los CS se pueden mezclar juntos con el combustible principal durante la manipulación y, finalmente, quemarse juntos. Sin embargo, existen otras técnicas en las que se introducen los CS en la cámara de combustión a través de diferentes líneas de llenado del combustible principal. Todos estos tipos de técnicas se describen en el presente apartado.

8.1.4.1 MEZCLA CON EL COMBUSTIBLE PRINCIPAL

La forma más sencilla de introducir el combustible secundario en el proceso de combustión es mezclándolo con el combustible principal. En una caldera alimentada con carbón o lignito, la mezcla puede tener lugar en las siguientes ubicaciones:

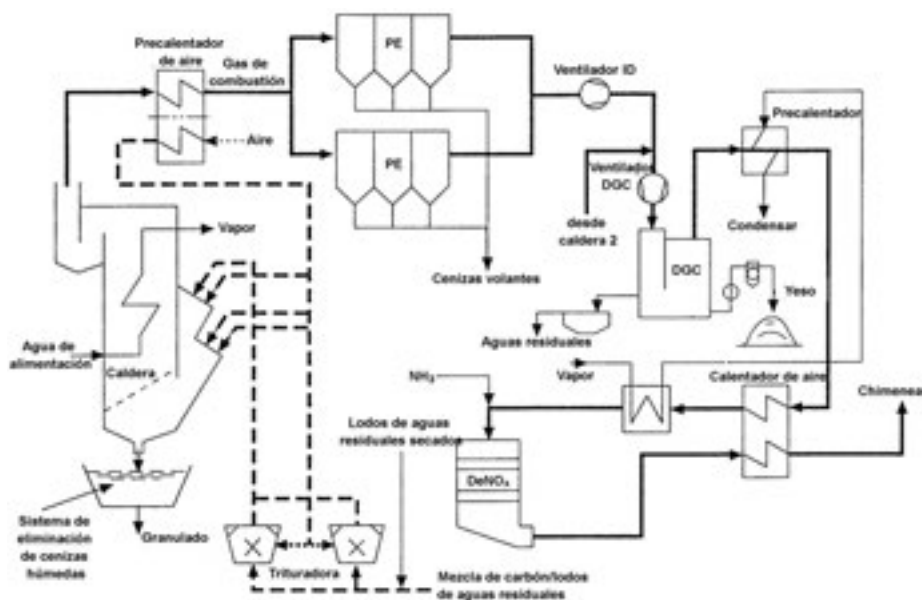
- en la cinta transportadora de carbón;
- en la carbonera de carbón;
- en el alimentador de carbón;
- en el molino de carbón;
- en las líneas de carbón pulverizado.

En las primeras tres situaciones, el combustible secundario se esparce sobre el combustible principal (carbón). De esta forma, se produce una mezcla adecuada de los combustibles; se produce una molienda del combustible secundario junto con el combustible principal en el molino de carbón, tal y como se muestra en la Figura 8.4.

Sólo se puede aplicar esta técnica cuando el comportamiento de molienda de ambos combustibles sea más o menos el mismo o cuando la cantidad del combustible secundario sea muy pequeña si se la compara con el flujo del combustible principal. Los combustibles secundarios pulverizados de forma independiente al combustible principal se pueden inyectar en el molino de carbón o en los conductos de carbón pulverizado entre el molino de carbón y la caldera.

También se pueden inyectar otros combustibles secundarios, tales como la biomasa, en el molino de carbón junto con el carbón, aunque no se puedan pulverizar. Para permitir una combustión completa de las partículas de biomasa (que tienen una combustión más lenta), se puede usar una parrilla en la parte inferior de la caldera.

Figura 8.4: Cocombustión de carbón y lodos de aguas residuales
[112, Ekmann et ál., 1996]



Los combustibles secundarios líquidos se mezclan con los combustibles líquidos antes de su uso.

8.1.4.2 LANZAS INDEPENDIENTES O QUEMADORES EXISTENTES MODIFICADOS

Se necesitan lanzas independientes o quemadores existentes modificados (alimentación independiente del combustible secundario hasta los quemadores) para manejar el combustible secundario que no pueda ser mezclado, o cuya mezcla no sea aconsejable, con el combustible principal o para aumentar el porcentaje del combustible secundario. Esto sucede cuando el combustible secundario presenta diferentes propiedades físicas (por ejemplo, viscosidad, tamaño de la partícula) o cuando el combustible presenta riesgos elevados (lodos de aguas residuales). Esto es aplicable a:

- combustibles gaseosos o chorros de productos gaseosos procedentes de procesos de gasificación, pirólisis o precombustión que no se vayan a quemar con combustibles sólidos o líquidos;
- combustibles líquidos o chorros de productos líquidos provenientes de los procesos de pirólisis;
- combustibles sólidos pulverizados.

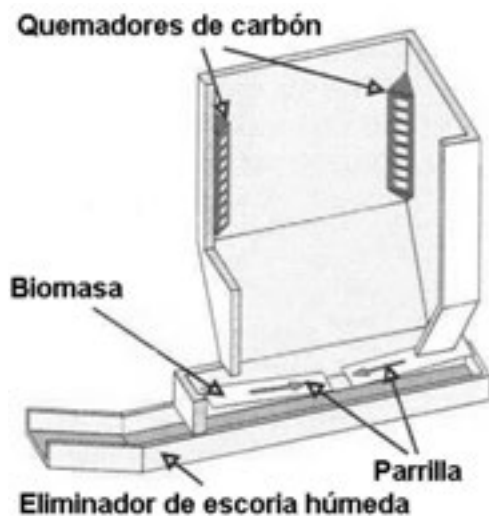
Habrá que diseñar los quemadores especialmente para cada uno de los combustibles con el fin de obtener una buena ignición, una llama estable y una buena mezcla con la llama del combustible principal en de la caldera. La ubicación de los quemadores en relación con los quemadores principales es un punto importante para lograr la combustión total del combustible.

8.1.4.3 PARRILLAS ESPECIALES

Las parrillas móviles especiales situadas en la parte inferior de la tolva de la caldera que se utilizan para introducir el combustible secundario alargan el tiempo de estancia de estos materiales en el horno. Estos sistemas evitan normalmente la necesidad de efectuar un pretratamiento del combustible.

La Figura 8.5 muestra un dibujo esquemático de las parrillas ($2 \times 5 \text{ MW}_{\text{th}}$) situadas en la parte inferior de la caldera y de los quemadores de carbón aplicados en Austria. La biomasa se introduce en la caldera por las pequeñas caras frontales de las parrillas, que transportan el combustible durante la combustión hasta el centro de la caldera. La ceniza proveniente de la biomasa y las cenizas que caen al fondo producidas por la combustión del carbón, que contienen menos del 5% de carbón sin quemar, caen en el interior del eliminador de escoria situado debajo de las parrillas. Los gases de combustión resultantes de la parrilla suben directamente hacia el horno sin que se produzca pérdida de calor.

Figura 8.5: Parrillas internas en calderas alimentadas con carbón pulverizado [64, UBA, 2000]



8.1.4.4 CÓMO INTRODUCIR COMBUSTIBLES SECUNDARIOS EN UNA CALDERA DE LECHO FLUIDIZADO

Para la cocombustión en una caldera de lecho fluidizado, uno de los factores más importantes para asegurar un correcto funcionamiento es introducir de forma apropiada los combustibles principal y secundario. Una buena calidad de la mezcla de combustibles y de bajos contenidos de impurezas (metales, vidrio, etc.) también son factores importantes para que se produzca un correcto funcionamiento.

También son de la máxima importancia un buen funcionamiento y mantenimiento de los equipos de tamizado y trituración. En la práctica, han aparecido problemas cuando se han introducido en la caldera durante cortos periodos de tiempo grandes cantidades de combustible secundario de una calidad distinta de la del combustible principal. Este proceder perturba el proceso de combustión y también afecta a la carga de la caldera. En la combustión en lecho fluidizado, se han producido problemas de sinterización.

En los transportadores se han producido algunos problemas de funcionamiento debido a, por ejemplo, bloqueos producidos por piezas de corteza o de plástico de gran tamaño. Estos problemas se pueden evitar mediante un adecuado mantenimiento del sistema de triturado.

El combustible secundario se debe mezclar de forma adecuada con el combustible principal antes de ser introducido en la caldera, o debe existir un sistema de alimentación independiente para el combustible secundario, de tal forma que el sistema de alimentación del combustible secundario se pueda parar con rapidez en

el caso de que se produzca algún tipo de problema. Hace falta una mezcla homogénea de los combustibles. Si en la caldera se introducen grandes cantidades de combustible secundario de una calidad distinta al del combustible principal, se pueden producir perturbaciones en la combustión, lo que posiblemente afectará a la carga de la caldera.

8.1.5 Cocombustión de combustible secundarios

El método más directo para realizar la cocombustión de combustible secundario es mezclarlo con el combustible principal y quemarlos en la cámara de combustión o en la caldera, pero este proceso puede conducir a restricciones de tipo técnico o ambiental en la central eléctrica relacionadas con:

- la molienda y capacidad de secado en los molinos de carbón existentes (si el combustible de cocombustión se seca y se pulveriza junto con el combustible principal);
- la alimentación del combustible secundario;
- sobrepasar la capacidad de los equipos de la central eléctrica (por ejemplo, debido a una elevada humedad del flujo de los gases de combustión en el caso de cocombustión de los combustibles húmedos);
- aspectos del combustible secundario tales como la ignición, estabilidad de la llama, temperatura de la llama, formación de NO_x y combustión total, que pueden diferir del combustible principal;
- formación de escorias y contaminación, influidas por la composición química de la ceniza (especialmente, potasio, sodio, azufre) y la trayectoria de fusión de la ceniza;
- comportamiento térmico de la caldera, especialmente intercambio de calor radiante y convectivo;
- corrosión y erosión de las partes de la caldera (provocados por el contenido en azufre y cloro del combustible y por las condiciones de funcionamiento en la caldera de combustión con una atmósfera reductora);
- calidad y comportamiento de los subproductos y residuos de la combustión;
- emisiones al aire provocadas por el contenido de azufre, cloro, metales pesados, materiales orgánicos, etc. contenidos en el combustible secundario;
- emisiones al agua provocadas por el contenido de azufre, cloro, metales pesados, materiales orgánicos, etc. contenidos en el combustible secundario.

Las restricciones mencionadas anteriormente se pueden resolver limitando el grado de cocombustión a sólo una pequeña parte del combustible principal o mediante un adecuado tratamiento previo de los combustibles secundarios.

8.1.6 Control de las emisiones al aire mediante la cocombustión del combustible secundario

Los procesos y técnicas de limpieza de los gases de combustión, aplicados en los procesos de cocombustión de combustibles secundarios, no difieren necesariamente de las técnicas aplicadas en la limpieza de los gases procedentes de la combustión de combustibles sólidos, líquidos o gaseosos, tal y como se describió en los capítulos 4, 5, 6 y 7. Dependiendo de las propiedades del combustible secundario, en particular del contenido en metales pesados (tales como Hg), se pueden aplicar medidas adicionales, como la inyección de carbón activo tal y como se muestra en el ejemplo 8.2.3.

Los contaminantes SO_2 , NO_x y polvo se controlan de manera eficaz en las centrales eléctricas que se diseñan y funcionan de acuerdo con las MTD. Se puede equilibrar una entrada elevada de estos contaminantes en el sistema de combustión (dentro de ciertos límites, claro) adaptando los sistemas de limpieza de los gases de combustión y, normalmente, se logrará controlar las emisiones elevadas. Todo esto queda reflejo en la legislación por el hecho de que los valores límites de estos contaminantes se deben calcular de acuerdo con una fórmula (regla de la mezcla) cuando se coincineran los residuos (combustible secundario) (consulte la Directiva 2000/76/CE)⁶.

La reducción de las emisiones de HCl y HF se encuentra relacionada en gran medida con la reducción de SO_2 . La entrada de los compuestos clorados está limitada por el operador de la central eléctrica con el fin de impedir corrosiones a elevadas temperaturas.

8.1.7 Tratamiento del agua y de las aguas residuales

Las emisiones acuosas surgen de procesos tales como la depuración húmeda, el acondicionamiento de los gases de escape, deformación de escorias húmedas, almacenamiento y tratamiento previo de residuos (por ejemplo, secado de lodos de aguas residuales). La neutralización, la sedimentación y los tratamientos físico-químicos pueden ser necesarios para eliminar los contaminantes de los flujos de agua que se generen. Los sistemas de tratamiento del agua y de las aguas residuales, aplicados a la cocombustión de combustibles secundarios, no se diferencian de las técnicas realizadas para el tratamiento del agua y de las aguas residuales provenientes de las GIC alimentadas con combustibles gaseosos, líquidos o sólidos, tal y como se describió en los capítulos 4, 5, 6 y 7 [58, Eurelectric, 2001]. Si fuera necesario, los sistemas ya existentes de tratamiento de aguas re-

6 Anexo II de la Directiva 2000/76/CE de la UE, que proporciona los requisitos para la determinación de los valores límites de las emisiones a la atmósfera correspondientes a la coincineración de residuos (cocombustión de combustible secundario).

siduales se pueden adaptar para eliminar las mayores cargas de contaminantes (por ejemplo Cl, F, Hg).

8.1.8 Manipulación de los residuos y subproductos de la combustión

La manipulación de los residuos y subproductos de la combustión, al igual que en el caso de la cocombustión del combustible secundario, no se diferencia de aquellas técnicas relacionadas con la limpieza de residuos y subproductos de la combustión que se generan en las GIC alimentadas con combustible gaseoso, líquido o sólido, que se describieron en los capítulos 4, 5, 6 y 7. Durante los procesos de combustión se generan cenizas volantes y cenizas de fondo.

Las centrales eléctricas no están equipadas con sistemas para la reducción de metales pesados y Hg (tales como los lavadores húmedos ácidos y los sistemas de carbón activo). Por lo tanto, aumentarán las emisiones de estos contaminantes a la atmósfera (dependiendo de la entrada) y también su concentración en las cenizas volantes, en el yeso o en otros residuos sólidos provenientes de la DGC. Si se lava el yeso, también se aumentarán los vertidos de estas sustancias al agua.

Como la utilización o la eliminación de los residuos sólidos provenientes de la combustión es un factor económico importante, los operadores de las centrales eléctricas deberán controlar con cuidado la calidad de éstos para no incumplir las directrices de utilización establecidas (en su mayoría limitando la entrada de residuos en el sistema de combustión). Entre otros, los parámetros más importantes son el contenido de álcalis, sulfatos, cloruros, silicatos, carbono sin quemar y metales pesados (dependiendo de la situación específica). Si, de forma controlada, se vierten residuos sólidos de la cocombustión, se deberá medir, por ejemplo, la concentración de metales pesados y las filtraciones producidas.

8.2 Ejemplos de cocombustión de combustibles secundarios

Esta parte del capítulo 8 contiene una serie de ejemplos sobre técnicas y procesos que se aplican actualmente en las distintas instalaciones de cocombustión. El objetivo de estos ejemplos es demostrar la forma en que se han aplicado determinadas técnicas en las plantas nuevas o modernizadas a fin de asegurar un elevado nivel de protección del medio ambiente en su conjunto, teniendo en cuenta, en cada caso, los requisitos ambientales y las condiciones específicas de cada emplazamiento. Sin embargo, a partir de la información recogida, no siempre resulta claro si cada una de las técnicas descritas en estos ejemplos han sido evaluadas sobre la base de la definición de MTD proporcionada en el apartado 11 del artículo 2 de la Directiva y la lista de «aspectos que deben tenerse en cuenta con carácter general o en un supuesto particular cuando se determinen las mejores técnicas

disponibles (...), teniendo en cuenta los costes y ventajas que pueden derivarse de una acción y los principios de precaución y prevención» y, como consecuencia, en qué forma se ha seleccionado y aplicado la técnica. Además, no se puede garantizar que el rendimiento ambiental presentado sea constante y continuo en cualquier condición de funcionamiento, durante cuánto tiempo, en el caso de que surja algún problema y qué efectos cruzados tiene, si es que hay alguno. Además, tampoco resulta siempre evidente cuál es el auténtico motivo para aplicar la técnica y en qué forma se encuentran relacionados los costes y beneficios ambientales en cada caso. Por lo tanto, la información proporcionada en los siguientes ejemplos tiene como único objetivo proporcionar indicaciones generales de las prácticas actuales y no la de ser consideradas como puntos de referencia apropiados. Las técnicas que se muestran como ejemplos se derivan de la información suministrada y evaluada por los miembros del grupo de trabajo técnico como parte del intercambio de información sobre las GIC.

EJEMPLO 8.2.1 COCOMBUSTIÓN DE LODOS DE AGUAS RESIDUALES EN UNA CALDERA DE FONDO HÚMEDO ALIMENTADA CON ANTRACITA PULVERIZADA: ANÁLISIS DE LOS FLUJOS DE CONTAMINANTES

Descripción: en 1996 se realizaron una serie de experimentos en una caldera de fondo húmedo para evaluar los efectos de la cocombustión de los lodos de aguas residuales secados térmicamente. La central eléctrica de este ejemplo contaba con dos calderas, de las cuales, la mayor tenía una potencia térmica nominal de 382 MW y fue la utilizada en los experimentos.

La central está equipada con un sistema de RCS para cantidades altas de polvo, seguido de un precalentador y un PE. Una parte de las cenizas volantes se introducen desde el PE hasta la caldera. Al PE le sigue una central de DGC donde se lleva a cabo el proceso de depuración por secadores atomizadores (DSA). Finalmente, los gases de combustión pasan a través de un filtro de tela, donde se separan los productos del proceso de DSA.

Beneficios ambientales obtenidos: la cocombustión de los lodos de las aguas residuales reduce el consumo de carbón y, de esta forma, disminuye las emisiones de CO₂ fósil. Para un análisis completo de las emisiones de CO₂ también será necesario tener en cuenta el secado térmico y el transporte de lodos de las aguas residuales. Los pasos de este proceso pueden conducir a un resultado negativo en el balance de CO₂, lo que provocaría un aumento neto en las emisiones de CO₂.

Campo de aplicación: la cocombustión de los lodos de las aguas residuales se ha aplicado con éxito en varias calderas alimentadas con carbón pulverizado, así como en centrales de combustión en lecho fluidizado. Desde un punto de vista técnico, suele estar limitada por el potencial de secado de los molinos de carbón que estén instalados. Especialmente en el caso de la antracita, los molinos de carbón puede que no tengan el suficiente potencial de secado, ya que el contenido de agua

en la antracita es muy inferior que el de los lodos de las aguas residuales. Por ello, con frecuencia la cocombustión está limitada en estos casos a los lodos de las aguas residuales con un contenido en masa seca de más del 90%, como sucede en la central de este ejemplo.

Datos de funcionamiento: en 1996 se efectuó la cocombustión durante tres días. En este tiempo, la cantidad de lodos de aguas residuales (con un contenido en agua del 10% de la masa total de entrada) que se utilizaron fue del 12,5%, representando un 5% de la potencia de entrada. Para poder comparar las medidas de la cocombustión, se efectuaron las mismas mediciones tres días más tarde utilizando únicamente carbón. Con todo, se quemaron 371 toneladas de lodos de aguas residuales de siete plantas de aguas residuales distintas. En la Tabla 8.1 se muestra la calidad media de los lodos de las aguas residuales y de los carbones usados en la combustión.

Tabla 8.1: Calidad media de la antracita y de los lodos de las aguas residuales antes y durante la cocombustión

	Unidades	Combustión sólo de carbón	Cocombustión		Valores aceptados para el empleo de lodos de las aguas residuales para cocombustión
		Antracita 100%	Antracita 95%	Lodos de las aguas residuales 5%	
Poder calorífico	kJ/kg	27.135	27.594	10.200	
Contenido en ceniza	%	11,5	11,3	44,8	
Contenido en agua	%	7,5	5,5	10,3	
Pb	mg/kg	17,4	17,8	57,4	900
Cd	mg/kg	0,134	0,129	1,2	10
Cr	mg/kg	10,9	10,76	52	900
Cu	mg/kg	11,3	11,3	269	800
Ni	mg/kg	12,8	12,7	19,1	200
Hg	micro g/kg	0,064	0,058	0,47	8
Zn	mg/kg	34,9	32,8	892	2.500
AOX	mg/kg	-	-	444,9	500
PCB	mg/kg	0,034	0,057	0,196	1,2
PCDF/PCDD	µg/kg	-	-	0,009	100

Las concentraciones resultantes de las impurezas contenidas en los gases de combustión con y sin cocombustión se muestran en la Tabla 8.2 para dos puntos de muestreo distintos, uno antes de la DGC y el otro después del filtro de tela.

Tabla 8.2: Concentraciones de impurezas en los gases de combustión con y sin cocombustión

	Unidades	Valores medios de las medidas para 3 días para el 5% de O ₂			
		Punto de medida 12 (gas sin refinar)		Punto de medida 13 (gas limpio)	
		Sin lodos de las aguas residuales	Con lodos de las aguas residuales	Sin lodos de las aguas residuales	Con lodos de las aguas residuales
PCDD/PCDF	ng TE/m ³	-		0,002	<0,001
PCB	ng/m ³	-		9,8	8,25
Ctotal	mg/m ³	-		0,4	0,6
benzol	mg/m ³	-		<0,003	<0,003
HCl	mg/m ³	-		4,5	4,5
HF	mg/m ³	-		<0,02	<0,02
Polvo	mg/m ³	19,9	13,2	1,5	1
Hg	mg/m ³	0,0093	0,01296	0,00814	0,00861
Cd	mg/m ³	0,00034	0,00037	<0,00001	<0,00001
Tl	mg/m ³	0,00008	0,00002	<0,00003	<0,00003
As	mg/m ³	0,02494	0,01704	0,00006	<0,00003
Pb	mg/m ³	0,02716	0,02520	0,00003	0,00003
Cu	mg/m ³	0,01330	0,01429	0,00043	0,00023
Zn	mg/m ³	0,04252	0,05758	0,00215	0,0014
Mn	mg/m ³	0,02191	0,01296	0,00201	0,00138
Ni	mg/m ³	0,00802	0,00479	0,00033	0,00015
Co	mg/m ³	0,00382	0,00216	0,00005	0,00003
V	mg/m ³	0,02337	0,00954	0,00137	0,00076
Cr	mg/m ³	0,00986	0,01117	0,00068	0,00031
Sb	mg/m ³	0,00097	0,00114	0,00002	<0,00003
Sn	mg/m ³	<0,00002	0,00007	<0,00002	<0,00002
medición continua					
O ₂	Vol.%	7,2	7,1	7,2	7,1
Tasa de emisión de azufre	%	-	-	9,0	9,0
Polvo	mg/m ³	22,8	8,7	0,8	0,5
NO _x	mg/m ³	-	-	185	185
CO	mg/m ³	-	-	17,0	12,7

En el análisis se pudieron constatar los siguientes hechos:

- El único incremento relacionado con las emisiones atmosféricas se produjo para el mercurio (alrededor del 6%), aunque este incremento no se puede tomar como significativo ya que la fiabilidad de la medición es baja.
- Sólo el Cr sufre un enriquecimiento en el granulado de extracción de la escoria.
- Pb, Ni y Hg se encuentran principalmente en las cenizas volantes y en el producto de DSA.
- Se observa un incremento en los valores de Cd, Cu y Zn en ambos lavaderos.

Tabla 8.3: Calidad de los residuos con y sin cocombustión

	Unidades	Granulado de extracción de la escoria		Mezcla de subproductos: cenizas volantes (30%) y productos de DSA (70%)	
		Sólo carbón	Cocombustión	Sólo carbón	Cocombustión
Pb	mg/kg	34,4	34,6	167	244
Cd	mg/kg	0,097	0,126	1,5	3,1
Cr	mg/kg	88,3	119	102	96
Cu	mg/kg	62,8	135	90	175
Ni	mg/kg	75,4	70,5	96	97
Hg	mg/kg	0,022	0,015	0,13	0,2
Zn	mg/kg	132	298	264	856
PCB	micro g/kg	-	-	0,02	0,02
PCDD/PCDF	mg/kg	-	-	0,001	0,003

La calidad de la depuración del granulado de extracción de la escoria no ha cambiado, lo que significa que la carga adicional de metales permanece en el granulado de extracción de la escoria. El aumento en la entrada de PCDF/PCDD y PCB, debido a la cocombustión, no conduce al aumento en las emisiones atmosféricas de estas sustancias. Ambas se destruyen a las elevadas temperaturas de la caldera, en torno a 1.500 °C. La reproducción de PCDF/PCDD por la «síntesis de novo» es baja si los gases de combustión se enfrían de forma abrupta hasta 130 °C en el precalentador de aire y debido a que la relación S/Cl es de 7/1. Resultó fácil manejar los lodos secos de las aguas residuales. Se produjeron problemas cuando se añadieron los lodos a la cinta transportadora del carbón, ya que se formaba polvo. En general, la experiencia ha mostrado que los lodos secos de las aguas residuales se deben transportar y almacenar únicamente en sistemas cerrados.

Aspectos económicos: como la cocombustión sólo se realizó durante el periodo de prueba, no se dispone de datos económicos.

Motivo principal para su implantación: los operadores de las centrales de aguas residuales tenían que buscar nuevas vías para recuperar el contenido energético de los lodos de las aguas residuales producidos, ya que la nueva legislación no permite la eliminación a partir del año 2005 y los granjeros rechazan cada vez más la idea de utilizar los lodos como fertilizantes. En general, estos desarrollos constituyen una forma económicamente rentable de que el operador de la central eléctrica lleve a cabo la cocombustión.

En el ejemplo presentado, la cocombustión no se llevó a cabo, porque la autoridad normativa exigía medidas adicionales para reducir las emisiones atmosféricas de mercurio. La forma habitual de llevar a cabo esta tarea (inyección de coque o coque activado) hubiera sido demasiado cara y hubiera perjudicado la calidad del producto DSA.

Bibliografía: [98, DFIU, 2001].

EJEMPLO 8.2.2 COCOMBUSTIÓN DE LODOS DE LAS AGUAS RESIDUALES EN UNA CALDERA DE FONDO SECO ALIMENTADA CON ANTRACITA PULVERIZADA: ANÁLISIS DE LOS FLUJOS DE CONTAMINANTES

Descripción: la unidad analizada tiene una potencia térmica nominal de 1.933 MW y una potencia eléctrica bruta de 760 MW_e. La cocombustión de los lodos de las aguas residuales secados térmicamente fue comprobada en 1996 y a partir de 1998 el operador fue autorizado a quemar lodos de aguas residuales secadas térmicamente y mecánicamente. La cuota máxima permitida de lodos de aguas residuales secos presentes en la cantidad total de combustible introducido en la caldera alcanza el 4%. Todo esto resulta en un potencial anual de cocombustión de 40.000 toneladas de materia seca (MS) de lodos de aguas residuales, que es la producción equivalente de, aproximadamente, 1,82 millones de habitantes.

Los lodos de las aguas residuales secados térmicamente con un contenido de MS del 85% se almacenan en un silo de 20 m³ y, desde aquí, se transportan a una carbonera de carbón de 600 m³ que almacena suficiente combustible para un día de funcionamiento. Los lodos de aguas residuales secados mecánicamente con un contenido en MS de aproximadamente un 30% se almacenan en una tolva de 240 m³, desde donde se introducen directamente en los molinos de carbón. De esta forma, se pueden manejar de forma más flexible que los lodos secados térmicamente. Ambas tolvas están equipadas con plantas de succión y dispositivos de limpieza para garantizar unas bajas emisiones a la atmósfera y bajas concentraciones de metano dentro de las tolvas. Sin plantas de succión, el riesgo de explosión debido a las elevadas concentraciones de metano puede ser alto. La producción de metano puede tener lugar dentro de la tolva de los lodos secados mecánicamente debido a su elevado contenido en agua.

La cocombustión está limitada principalmente por el potencial de secado de los molinos de carbón. Si el carbón tiene un contenido en agua de más del 14%, no se pueden añadir más lodos de aguas residuales, ya que no se pueden secar. Hasta ahora, la caldera no ha padecido problemas como la corrosión debido a la cocombustión. El personal fue vacunado contra la hepatitis y tuvieron que llevar trajes especiales y máscaras protectoras para trabajar cerca de los lugares de almacenamiento o de los sistemas de transporte de los lodos de las aguas residuales.

Beneficios ambientales obtenidos: la cocombustión de los lodos de las aguas residuales reduce la cantidad de carbón consumido y, por eso, disminuye las emisiones de CO₂ fósil. Hay que decir, sin embargo, que para un análisis global de las emisiones de CO₂, hay que tener en cuenta el secado térmico y el transporte de los lodos de las aguas residuales. Estos procesos pueden conducir a un balance negativo, lo que provocaría un incremento neto de las emisiones de CO₂.

El ahorro correspondiente a los lodos de las aguas residuales con un contenido medio de MS del 57% (tal y como asume esta central), está próximo a 5.800 MJ/t de lodos secos de aguas residuales.

Además, se destruyen las sustancias orgánicas tóxicas, tales como dioxinas o furanos. La mayor parte de los metales pesados se encuentran en las cenizas volantes o en los subproductos de la DGC.

Campo de aplicación: la cocombustión de los lodos de las aguas residuales se ha aplicado con éxito en varias calderas de carbón pulverizado, así como en centrales de combustión en lecho fluidizado. Desde un punto de vista técnico, suele encontrarse limitado por el potencial de secado de los molinos de carbón instalados. Especialmente en el caso de la antracita, los molinos de carbón pueden no disponer del suficiente potencial de secado, ya que el contenido en el agua de la antracita es muy inferior que el de los lodos de las aguas residuales.

Efectos cruzados: debido a la cocombustión de los lodos de las aguas residuales pueden aumentar las emisiones atmosféricas de los metales pesados más volátiles, tales como el arsénico, selenio y, especialmente, mercurio. En la Tabla 8.4 se muestran los cambios producidos en las emisiones para el caso de la central analizada en el presente ejemplo. Aunque no se puede ver ningún cambio significativo en ninguna de las sustancias emitidas, la conclusión es que los lodos de las aguas residuales no producen ninguna emisión adicional, aunque no por ello se puede demostrar su equivalencia con la antracita. Las emisiones no se ven alteradas de manera significativa, ya que el porcentaje de los lodos de aguas residuales con respecto a la entrada total de masa nunca excede el 5% y el cambio resultante en la emisión suele ser, con frecuencia, demasiado pequeño para poder ser medido. Especialmente en el caso del mercurio, este hecho viene refrendado por la limitada fiabilidad de las técnicas de medición empleadas, que son incapaces de de-

tectar pequeños cambios en las emisiones. En esta central se estima que alrededor del 45% del mercurio entrante se emite a la atmósfera.

Los principales colectores de metales pesados son las cenizas volantes y los subproductos de la DGC. Su calidad no cambia de manera significativa debido a la cocombustión. Por ello, se pueden seguir utilizando las formas habituales de recuperar los subproductos (cenizas volantes, cenizas de la caldera, yeso). Como el contenido en ceniza de los lodos de las aguas residuales es superior que el correspondiente al carbón y como la entrada de masa de combustible aumenta debido a la cocombustión, la cantidad de cenizas volantes también aumenta debido a la cocombustión.

Datos de funcionamiento: en 1996, durante el periodo inicial de pruebas, se midieron las emisiones al aire correspondientes a la cocombustión de lodos de las aguas residuales de las distintas regiones y se compararon con las correspondientes a la combustión de antracita. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 8.4. Los porcentajes de los lodos de las aguas residuales en el total de la masa entrante a la caldera se encontraban entre el 2,2 y 4,7%.

Tabla 8.4: Emisiones atmosférica para la cocombustión de lodos de las aguas residuales y para la combustión aislada de antracita durante un periodo de prueba de 10 semanas durante el año 1996

	Rango de valores de emisión para la combustión de carbón (mg/Nm ³)	Rango de valores de emisión para la cocombustión de los lodos de las aguas residuales (mg/Nm ³)
CO	3 – 10	4,7 – 8,5
SO ₂	80 – 270	175 – 270
NO _x	150 – 190	170 – 180
Partículas	5 – 20	4,6 – 6,1
HF	1 – 3,4	1,5 – 2,5
HCl	0,6 – 7	0,7 – 2,3
Carbono orgánico	1,0	0,3 – 1,3
Σ Cd, Tl	<0,005 1)	<0,005
Hg	0,3 – 12 µg/Nm ³ 2)	0,1 – 13 µg/Nm ³ 2)
Σ Sb, As, Pb, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, V, Sn	<0,075	<0,075
Dioxinas/furanos	<5 pg TE/Nm ³	3,3 – 4,8 pg TE/Nm ³

1) Medición única realizada en septiembre de 1996

2) Dado como un valor medio de dos horas; sólo se proporciona la concentración en la fase gaseosa, ya que la concentración en las partículas era demasiado baja para proceder a su medida

Para efectuar estas mediciones se utilizaron lodos de aguas residuales provenientes de cinco regiones distintas. En la Tabla 8.5 se muestran los resultados del análisis realizado a los lodos de las aguas residuales provenientes de dos de estas centrales, mientras que la concentración de las impurezas en los lodos correspondientes a las cinco centrales de aguas residuales se muestran en la Figura 8.6.

Tabla 8.5: Análisis elemental de los lodos de las aguas residuales correspondientes a dos de las centrales de aguas residuales

	Análisis elemental	
	Contenido mín. (%)	Contenido máx. (%)
Poder calorífico superior (MJ/kg)	7,12	8,7
Poder calorífico inferior (MJ/kg)	6,31	7,6
Carbono	20,47	24,54
Hidrógeno	2,93	3,69
Nitrógeno	2,11	3,37
Oxígeno	15,61	18,0
Azufre	0,81	0,94
Cloro	0,137	0,297
Flúor	0,0449	0,0755
Ceniza	50,61	55,67

Tabla 8.6: Rangos de concentración de impurezas en los lodos de las aguas residuales correspondientes a diferentes centrales de aguas residuales durante el periodo de pruebas

	Valores límites para la cocombustión (mg/kg MS)	Concentración en los lodos de las aguas residuales para la cocombustión	
		Mín. (mg/kg MS)	Máx.(mg/kg MS)
Pb	900	74,8	119
Cd	10	0,97	3,4
Cr	900	63	560
Cu	800	231	758
Ni	200	23,1	75
Hg	8	0,398	1,6
Zn	2.500	892	1.600
PCB	0,2	0,08	0,187
PCDD/PCDF	100 ng TE/kg MS	21 ng TE/kg MS	71 ng TE/kg MS
AOX	500	164	1.240

Notas: MS = materia seca

No se midieron concentraciones importantes de dioxinas/furanos en ninguno de los subproductos (ceniza, yeso, agua residual). El aumento en el contenido de metales pesados en los subproductos fue insignificante y la calidad de los subproductos permaneció prácticamente sin cambios, así las cenizas de la caldera, cenizas volantes y yeso se recuperaron en la forma habitual.

Aproximadamente, el 99% de los metales pesados (salvo el mercurio) se pueden encontrar en las cenizas volantes o en los subproductos de la DGC húmeda. Aproximadamente el 55% del mercurio se captura de esta forma. El 45% restante se emite a la atmósfera.

Aspectos económicos: no se dispone de datos específicos para la central analizada. El coste total para la cocombustión de lodos de las aguas residuales que contienen entre un 30% y un 92,5% de materia seca se estima en 46 – 52 EUR/t, respectivamente.

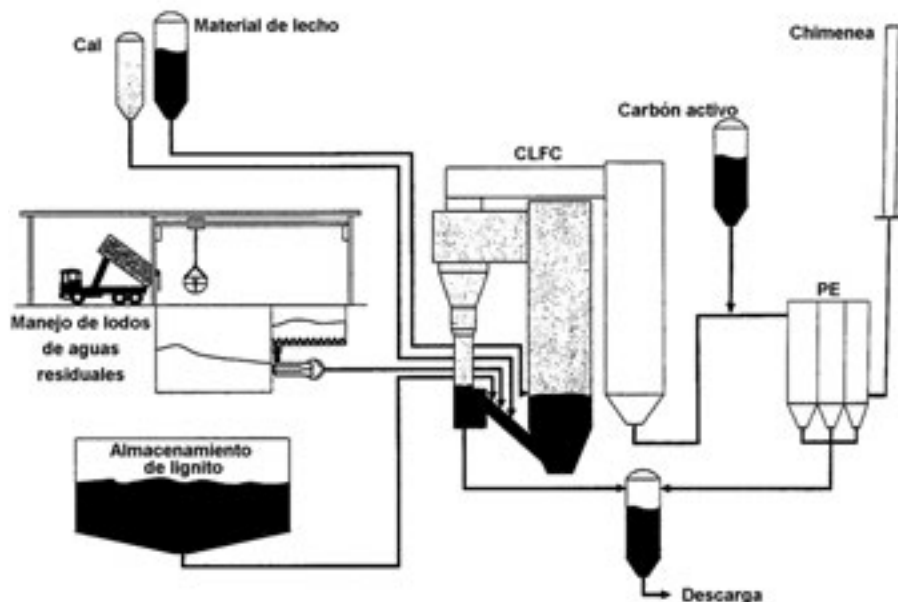
Motivo principal para su implantación: los operadores de las centrales de aguas residuales tuvieron que buscar nuevas vías para tratar los lodos de las aguas residuales producidos, ya que la nueva legislación no permite eliminarlos a partir del año 2005 y los granjeros rechazan cada vez más la idea de utilizar los lodos como fertilizantes. En general, estos desarrollos constituyen una forma económicamente rentable de que el operador de la central eléctrica lleve a cabo la cocombustión

Bibliografía: [98, DFIU, 2001], [154, Maier et ál., 1999], [155, Buck y Triebel, 2000], [157, Rentz y Sasse, 2000].

EJEMPLO 8.2.3 COCOMBUSTIÓN DE LODOS DE LAS AGUAS RESIDUALES EN UNA CENTRAL DE COMBUSTIÓN EN LECHO FLUIDIZADO ALIMENTADA CON LIGNITO Y CON CONTROL DE LAS EMISIONES DE MERCURIO

Descripción: la caldera de CLFC presentada (Figura 8.6) tiene una potencia térmica nominal de 275 MW y produce principalmente vapor para una central de procesamiento de lignito. Tras la realización de algunas pruebas de cocombustión de lodos de aguas residuales, se tuvo que instalar un dispositivo de control de emisiones de mercurio para permitir su funcionamiento. Con este propósito, los conductos de gases de combustión fueron equipados con un dispositivo con el que se puede introducir polvo de coque de lignito (producido en un proceso en horno de crisol abierto) en los gases de combustión a través de un inyector. Después de 20 metros, el sorbente cargado se separa en el PE. En los reactores de flujo encadenados entre sí, el coque cargado se separa de los gases de combustión utilizando filtros de tela. En este caso, se renunció al filtro de tela y se separó el coque en el PE existente junto con las partículas. La potencia obtenida de los lodos de aguas residuales con respecto a la potencia térmica nominal total puede ascender hasta un 4%.

Figura 8.6: Inyección de carbón activo en el canal de los gases de combustión desde un CLFC con cocombustión de lodos de aguas residuales
[75, Hein et ál., 2000]



Beneficios ambientales obtenidos: el empleo energético de los lodos de las aguas residuales reduce el consumo de lignito. De esta forma, se reduce el consumo de los recursos así como las emisiones del CO_2 fósil. El control de emisiones de mercurio reduce las emisiones atmosféricas de este metal hasta un 85%, con unas emisiones resultantes muy por debajo del valor límite legal para las emisiones.

Campo de aplicación: se ha demostrado que la cocombustión de lodos de aguas residuales en plantas de CLF es técnicamente viable si la cuota de potencia térmica nominal no excede del 5%. Las emisiones al aire o no cambian (por ejemplo SO_2 , NO_x) o aumentan sólo de forma marginal (por ejemplo, metales pesados, dioxinas y furanos). Cerca del 100% de los metales no volátiles se pueden recoger en las cenizas volantes. El único problema puede venir provocado por las emisiones de mercurio. La inyección de coque de lignito en la central analizada en el presente ejemplo es una técnica de control bien conocida en los incineradores de residuos para reducir los metales pesados, dioxinas y furanos. La única restricción de este proceso de limpieza de los gases de combustión es la temperatura, ya que existe un límite en la temperatura de 170 °C que no se puede exceder.

Efectos cruzados: el control del mercurio consume alrededor de 70 – 80 kg/h de coque de lignito. El coque cargado se separa de los gases de combustión junto con las cenizas volantes y hay que eliminarlo. El contenido en mercurio de las cenizas volantes aumenta desde 1 mg de Hg/kg de cenizas volantes a 2,7 mg Hg/kg de cenizas volantes, debido al coque cargado.

Datos de funcionamiento: la concentración de mercurio en los gases de combustión para la cocombustión de lodos de las aguas residuales sin control de emisiones se encuentra próxima a los 0,025 mg/Nm³. La inyección de coque de lignito a una velocidad de 80 kg/h reduce las emisiones entre un 75% y un 85%, es decir, alrededor de 0,004 mg/Nm³. Se puede lograr aproximadamente el mismo rendimiento de separación con una velocidad de inyección de 50 kg/h y este valor se alcanzó sólo dos horas después de haber comenzado la inyección. Este hecho indica que se necesita un cierto tiempo para generar una nube activa de polvo de coque dentro del PE para separar eficazmente el mercurio. La entrada de lignito a plena carga alcanza las 77 t/h, la entrada de los lodos de aguas residuales alcanza las 25 t/h. En la Tabla 8.7 se muestran las características de ambos combustibles.

Tabla 8.7: Características del lignito y de los lodos de las aguas residuales

	Contenido en agua %	Contenido en ceniza %	Contenido de mercurio mg/kg de materia seca
Lignito	52,5	1,75	0,09
Lodos de las aguas residuales	73,2	12,6	1,33

La lixivialidad de las cenizas volantes no cambia debido a la adición de coque de lignito. Por eso, la cantidad de metales pesados permanece constante en el coque de lignito.

Aspectos económicos: el valor exacto correspondiente a la inyección de coque de lignito no se conoce. Pero los costes correspondientes a la inyección de coque de lignito se pueden comparar con los de un reactor de flujo encadenado. La inversión correspondiente a la técnica que acabamos de presentar estará muy por debajo de la correspondiente a un reactor de flujo encadenado, ya que la instalación es más sencilla y no se necesita un filtro de tela adicional.

Motivo principal para su implantación: el motivo para emplear la cocombustión es el potencial beneficio económico, ya que a partir del año 2005 no se permite eliminar los lodos de las aguas residuales y la combustión alternativa en centrales de incineración de residuos o en centrales de incineración especiales para los lodos de las aguas residuales resulta muy cara. La inyección de coque de lignito se instaló para cumplir con los valores límites legales de las emisiones.

Bibliografía: [98, DFIU, 2001], [75, Hein et ál., 2000], [158, Wirling et ál., 2000], [159, Thomé-Kozminsky, 1998], [160, Rentz et ál., 1996].

8.3 Niveles de emisión y consumo actuales en la cocombustión de combustibles secundarios en grandes instalaciones de combustión

8.3.1 Visión general de los combustibles secundarios utilizados en la cocombustión en grandes instalaciones de combustión

La cocombustión del combustible secundario tiene un impacto sobre el rendimiento de la central, las emisiones a la atmósfera y el agua. También tiene efectos en la calidad de los residuos y de los subproductos de la combustión.

El grado del impacto viene determinado por la forma en que las propiedades del combustible secundario difieren de las del combustible principal. Las principales propiedades físico-químicas, que describen la calidad de un combustible, son:

- poder calorífico;
- contenido en ceniza;
- contenido en agua;
- materia volátil;
- composición química (especialmente C, H, O, N, S, Al, K, Na, P, Cl, F, así como Hg y otros metales).

En la Tabla 8.8 se muestran los principales tipos de combustibles secundarios que se utilizan para cocombustión en GIC; los más importantes de esta lista son los lodos de aguas residuales y la biomasa/madera.

Los combustibles derivados de residuos suelen ser sólidos o líquidos con una cantidad importante de ceniza. Por este motivo, la cocombustión está más o menos limitada a la aplicación en calderas alimentadas con carbón. Algunos de estos materiales se pueden clasificar de peligrosos, ya que pueden encontrarse contaminados con materiales peligrosos. En la Tabla 8.9 a la Tabla 8.11 proporcionan algunos ejemplos de combustibles secundarios utilizados en centrales eléctricas alimentadas con carbón. También muestran algunos ejemplos de la composición de los distintos tipos de combustibles secundarios utilizados en GIC. Se puede encontrar más información en las propuestas del CEN. En este contexto, consulte también las Tablas 4.32 y 4.33 presentadas en el capítulo 4 en relación con la combustión de carbón y lignito.

Debido al diferente origen de los combustibles secundarios procedentes de madera tales como los desperdicios de madera, la madera de demolición (con y sin conservantes de la madera) y los residuos de cartón, los niveles de contaminación e impurezas pueden variar en gran medida. La Tabla 8.10 muestra la variación en impurezas y la contaminación de los distintos residuos de la madera, algunos de ellos contienen madera tratada con conservantes de madera (por ejemplo, madera de demolición).

Tabla 8.8: Tipos de combustibles secundarios utilizados en cocombustión en las grandes instalaciones de combustión

Tipo de combustible secundario	Ejemplos de combustible secundario
Productos animales	Comida animal, sebo, carne y huesos Estiércol y excrementos de pollo
Sustancias químicas	Ácidos orgánicos y disolventes líquidos Gas de horno de fósforo
Residuos municipales	Residuos de papel Materiales de embalar Plásticos Combustible derivado de desechos (RDF)
Materiales petrolíferos	Alquitrán Residuos de combustibles líquidos
Combustibles recuperados	Combustibles derivados de diferentes fracciones de residuos con elevado poder calorífico
Lodos	Aguas residuales Papel (tal como lodos principales, biológicos y destintado)
Neumáticos	Neumáticos triturados
Vegetales	Cultivos energéticos tales como sauces Residuos agrícolas como paja, plantas de cereales, pastos proveniente de cultivos
Madera	Residuos de la madera, madera de demolición, desperdicios de madera, residuos de bosques, virutas de madera Aglomerados de biomasa/briquetas

Tabla 8.9: Ejemplo de composiciones del carbón/lignito y de los lodos de aguas residuales [64, UBA, 2000]

Parámetro	Unidades	Rango (lignito y antracita)	Rango (lodos de las aguas residuales; municipal – industrial)
Contenido en agua	peso-%	3 – 60	65 – 75
Poder calorífico Hu	MJ/kg masa seca	7 – 38	9 – 12
Contenido en ceniza	peso-%	3 – 17	40 – 60
Volátiles	peso-%	17 – 60	13 – 47
Fijador C	peso-%	19	1
C	peso-%	60 – 80	33 – 50
H	peso-%	3 – 9	4 – 7
N	peso-%	0,5 – 2	2 – 3
S	peso-%	0,5 – 3	0,5 – 2
Cl	mg/kg masa seca	200 – 300	500 – 3.000
F	mg/kg masa seca	16 – 20	100 – 350
As	mg/kg masa seca	0,4 – 18	4 – 9,2
B	mg/kg masa seca	sin datos	30 – 55
Ba	mg/kg masa seca	sin datos	300 – 500
Be	mg/kg masa seca	0,1	0,9 – 2
Pb	mg/kg masa seca	0,4 – 50	15 – 412

Tabla 8.9: Ejemplo de composiciones del carbón/lignito y de los lodos de aguas residuales [64, UBA, 2000] (continuación)

Parámetro	Unidades	Rango (lignito y antracita)	Rango (lodos de las aguas residuales; municipal – industrial)
Cd	mg/kg masa seca	0,02 – 5	4 – 6,5
Co	mg/kg masa seca	0,6 – 21	2 – 13,4
Cr	mg/kg masa seca	1,4 – 39,1	40 – 108,6
Cu	mg/kg masa seca	1 – 33	30 – 434
K	mg/kg masa seca	sin datos	1.500 – 2.300
Mn	mg/kg masa seca	88 – 160	210 – 1.000
Na	mg/kg masa seca	sin datos	1.100 – 4.400
Ni	mg/kg masa seca	1,6 – 40,5	30 – 57
Hg	mg/kg masa seca	0,1 – 0,3	0,2 – 4,5
Se	mg/kg masa seca	sin datos	<5
Sb	mg/kg masa seca	1 – 5	2,4 – 8,5
Th	mg/kg masa seca	0,1 – 0,3	1,2 – 2
V	mg/kg masa seca	1 – 105	9 – 35,4
Sn	mg/kg masa seca	4	10 – 100
Zn	mg/kg masa seca	5 – 60	420 – 1.600
AOX	mg/kg masa seca	sin datos	350

Tabla 8.10: Ejemplos de la composición de los distintos tipos de desperdicios de madera usados en grandes instalaciones de combustión [75, Hein et ál., 2000]

Elemento	Unidades	Desperdicios de madera A	Desperdicios de madera B	Desperdicios de madera C	Madera de demolición
Nitrógeno	(mg/kg)	n.d.	7.600	7.300	2.400
Azufre	(mg/kg)	1.000	<20	5.500	1.700
Cloruro	(mg/kg)	2.000	200	320	1.184
Fluoruro	(mg/kg)	120	3	50	88
Cd	(mg/kg)	10	1	n.d.	4,1
Hg	(mg/kg)	1	<0,5	n.d.	1,5
As	(mg/kg)	2	1	n.d.	4
Co	(mg/kg)	2	n.d.	n.d.	4,1
Cu	(mg/kg)	1.000	16	23	1.388
Cr	(mg/kg)	120	19	32	48
Mn	(mg/kg)	100	n.d.	n.d.	n.d.
Ni	(mg/kg)	20	4	5	15,8
Pb	(mg/kg)	1.000	140	510	762
Sb	(mg/kg)	10	n.d.	n.d.	11,8
Zn	(mg/kg)	20	12	n.d.	23,5

Nota: n.d. = no disponible

Tabla 8.11: Variación de las impurezas en las distintas mezclas de madera-combustible secundario [64, UBA, 2000]

Sustancia	Unidades	Corteza	Virutas de alerce	Corteza + virutas + lodos secados de las aguas residuales	Corteza + virutas + madera de demolición	Corteza + virutas + plásticos	Corteza + cartones + plásticos provenientes de la recuperación de chatarra electrónica
Carbono	%	49,78	51,01	47,06	48,69	50,64	50,43
Hidrógeno	%	5,41	6,10	5,59	5,77	5,73	5,75
Oxígeno	%	36,98	42,28	30,06	36,17	36,85	34,95
Nitrógeno	%	0,45	0,21	2,82	1,48	0,70	1,42
Total azufre	%	0,04	0,02	0,40	0,12	0,05	0,09
Ceniza	%	7,34	0,38	14,07	7,77	6,03	7,37
Combustibles	%	92,66	99,62	85,93	92,23	93,97	92,63
Volátiles	%	69,06	83,04	66,70	72,71	71,39	70,56
H _o	kJ/kg	19.658	20.380	19.111	19.601	20.112	20.351
H _u	kJ/kg	18.478	19.050	17.891	18.343	18.862	19.097
Cloruro	% Cl	0,000	0,000	0,112	0,035	0,071	0,135
Fluoruro	% F	0,000	0,000	0,012	0,003	0,004	0,004

8.3.2 Grado de combustible secundario con el que se realiza la cocombustión en las grandes instalaciones de combustión

La Tabla 8.12 muestra algunas experiencias relacionadas con la cocombustión de combustibles secundarios en las centrales eléctricas alimentadas con carbón. La mayor parte de estas experiencias están basadas en menos de un 10% de cocombustión sobre una base térmica. Aquellas referencias que presenten tasas superiores de cocombustión guardan relación con la caldera de lecho fluidizado o la cocombustión independiente de madera pulverizada en calderas alimentadas con carbón pulverizado.

Se han efectuado demostraciones a gran escala con lodos de aguas residuales y virutas de madera. La Tabla 8.12 incluye una visión general de centrales eléctricas donde se ha realizado la cocombustión de combustibles secundarios.

En Finlandia, por ejemplo, se realiza la cocombustión de aproximadamente unas 400.000 t/año (en el 2000) de residuos separados en unas 40 calderas; la proporción del combustible residual está comprendida entre el 5% – 30% del combustible

principal. El combustible recuperado se utiliza con frecuencia en cocombustiones en calderas de lecho fluidizado, donde el combustible principal es turba, carbón o combustible de madera. Los principales componentes del combustible residual son papel y cartón, ciertos materiales plásticos conocidos y RDF. En este país, la normativa nacional describe las categorías de calidad y los métodos de control de calidad para combustibles derivados de residuos para la cocombustión.

Tabla 8.12: Experiencia con la cocombustión en algunas grandes instalaciones de combustión en ciertos Estados miembros de la UE y en los EE. UU. [58, Eurelectric, 2001]

País	Potencia (MW _e)	Combustible secundario	% térmico del grado de cocombustión	Manipulación del combustible de la cocombustión	Comentarios
Austria					
	124	Biomasa (corteza)	3	La caldera cuenta con dos parrillas empujadoras delanteras refrigeradas por aire en la parte inferior de la caldera con una capacidad de 5 MW cada una.	En funcionamiento desde 1994. Véase el apartado 8.1.4.3 para obtener más detalles
	137	Biomasa	3	Gasificación, quemadores de gas y recombustión	La biomasa gasificada se utiliza en cocombustión como combustible de recombustión. En funcionamiento desde 1997
Dinamarca					
	77,5	Paja	50	Combustión en lecho fluidizado	Planta diseñada para combustible mixto carbón/paja
	125	Madera pulverizada	20	Quemadores de madera independientes	La madera pulverizada fue quemada en dos quemadores adaptados especialmente. No se observaron efectos negativos y se espera que sean posibles elevados porcentajes de cocombustión. Las emisiones de NO _x se han visto reducidas en un 35% y la calidad de las cenizas volantes continúa siendo buena.
Alemania					
	170	Lodos de las aguas residuales	11		
	195	Lodos de las aguas residuales	3,5		
	235	Lodos de las aguas residuales	3,5		

Tabla 8.12: Experiencia con la cocombustión en algunas grandes instalaciones de combustión en ciertos Estados miembros de la UE y en los EE. UU. [58, Eurelectric, 2001] (*continuación*)

País	Potencia (MW _e)	Combustible secundario	% térmico del grado de cocombustión	Manipulación del combustible de la cocombustión	Comentarios
Alemania					
	280	Aglomerados de biomasa	Máx 10 masas	Molinos de madera independientes, quemadores de madera	La biomasa se pulveriza en molinos de martillos y la caldera tiene una parrilla en su parte inferior.
	382	Lodos de las aguas residuales	5		
	565	Lodos de las aguas residuales	0		
	805	Lodos de las aguas residuales	<0,5		
	913	Lodos de las aguas residuales	1		
	930	Lodos de las aguas residuales	5		
	1.074	Lodos de las aguas residuales	1,5		
	1.280	Lodos de las aguas residuales	0,07		
	1.933	Lodos de las aguas residuales	1,1		
Finlandia					
	>40 calderas	REF, RDF Residuos municipales seleccionados			
Italia					
	320 MW _e	RDF		Pulverizado con carbón	El RDF se obtiene de los residuos sólidos municipales mediante la molienda, separación magnética del material metálico, criba y clasificación para separar las fracciones orgánicas de los elementos inertes
	48 MW _{th}	RDF	10 – 15% basado sólo en 33 MW _{th}	Dos soluciones: 1) pulverizado con carbón, 2) línea de alimentación dedicada	La cocombustión ha mostrado un mayor nivel de elementos no quemados

Tabla 8.12: Experiencia con la cocombustión en algunas grandes instalaciones de combustión en ciertos Estados miembros de la UE y en los EE. UU. [58, Eurelectric, 2001] (continuación)

País	Potencia (MW _e)	Combustible secundario	% térmico del grado de cocombustión	Manipulación del combustible de la cocombustión	Comentarios
Países Bajos					
	403	Gas de horno de fósforo Lodos	3	Quemadores de gas independientes Pulverizado con carbón	En funcionamiento desde 1996 Pruebas a gran escala
	518	Residuos orgánicos líquidos	1		En funcionamiento desde 1995
	518	Aglomerados de biomasa	5	Pulverizado con carbón	En funcionamiento desde 1998
	600	Desperdicios de madera	3	Molido independiente, quemadores de madera	En funcionamiento desde 1995
	600	Desperdicios de madera	5	Gasificación con limpieza de gas, quemadores de gas	Puesta en marcha en el año 2000
	630	Lodos secos de aguas residuales	3	Pulverizado con carbón	Varias pruebas a gran escala
	645	Lodos de papel	Máx 10 masas	Pulverizado con carbón	En funcionamiento desde 1997
EE. UU.					
		Madera (pasta)	Máx 10 masas	Molinos de madera independientes, quemadores de madera	
		Madera	Máx 5 masas	Pulverizado con carbón	
	2x25	Madera /RDF	50/15	Combustión en lecho fluidizado burbujeante	
	54	Madera	Máx 40		Ensayos breves, quemador de gas natural
	100	Madera (serrín, poda)	Máx 13,5 masas		Ensayos a gran escala, aumento del exceso de aire, disminución de las temperaturas del vapor
	350	Combustible derivado de desechos	6		
	560	Desperdicios de madera	5		Cámara de combustión ciclón

8.3.3 Efectos generales de la cocombustión del combustible secundario

La manipulación, y en particular la combustión, del combustible secundario puede producir complicaciones relacionadas con los niveles de emisión, el rendimiento de la central y la disponibilidad, así como la cantidad y calidad de los residuos, subproductos y aguas residuales. En estos efectos influye la naturaleza del combustible secundario, en particular las siguientes características:

- toxicidad (también gérmenes patógenos);
- riesgo de explosión (combustibles gaseosos y explosiones de polvo);
- inflamabilidad (combustibles líquidos);
- humedad del combustible;
- calentamiento espontáneo (biomasa);
- olor;
- fluidez (para lodos y sólidos);
- triturabilidad.

Estos aspectos se deben tener en cuenta cuando se seleccione el combustible para permitir una cocombustión adecuada y segura del combustible secundario.

8.3.4 Efectos de la cocombustión en la eficiencia de la central

Cuando la caldera se alimenta con una mezcla de combustibles, se tendrán que determinar los rendimientos de la central eléctrica relacionados con la conversión de la energía entrante, asociada a los flujos individuales del combustible, en energía de salida. Esto significa que con el fin de determinar el efecto que tiene la cocombustión sobre el rendimiento de la central, se deberá tener en cuenta la conversión del combustible secundario en energía de salida así como la influencia de la cocombustión sobre la conversión del combustible principal.

El rendimiento de la conversión de residuo a energía estará influido por:

- humedad del combustible;
- reactividad del combustible;
- triturabilidad del combustible;
- rendimientos de los procesos de tratamiento previo que sean necesarios antes de la combustión;
- carga de almacenamiento requerida para la manipulación y tratamiento previos del combustible;
- poder calorífico;
- contenido en ceniza.

La cocombustión del combustible secundario puede influir de las siguientes formas en la conversión del combustible principal en energía producida:

- puede que se necesite aire en exceso para garantizar una combustión adecuada;
- la temperatura y el flujo de los gases de combustión en la caldera pueden cambiar;
- puede que se produzca un incremento de carbón no quemado en las cenizas volantes;
- las temperaturas del vapor pueden cambiar;
- el rendimiento puede verse afectado por el secado del combustible secundario *in situ* o *ex situ*.

En la Tabla 8.13 se proporcionan algunos ejemplos del rendimiento de la conversión del combustible secundario en electricidad, en comparación con el rendimiento del combustible principal.

Tabla 8.13: Ejemplos de algunos de los efectos de la cocombustión sobre el rendimiento de una GIC

Casos de ejemplo	Cambios de rendimiento	Comentarios
Efecto de la cocombustión de la madera	El 4% – 5% del carbón se sustituirá por madera pulverizada. Esta capacidad está basada en la disponibilidad de la madera más que en la capacidad de cocombustión de la caldera. El aumento en la humedad del combustible presenta sólo efectos menores sobre el rendimiento cuando se utiliza un poder calorífico inferior	Las virutas de madera, con una dimensión máxima de 3 cm, se transportan a la central eléctrica en contenedores y se almacenan en un área que tiene una capacidad para un día de cocombustión de la madera. Una vez descargados los contenedores, una cinta transportadora lleva la madera a un triturador de martillos. Las partículas finas se introducen en un colector de polvo; las partículas más gruesas se almacenan en una de las carboneras. Las virutas de madera almacenadas en estas carboneras alimentan dos molinos, donde se muele la madera hasta obtener un polvo que tiene unas dimensiones determinadas (el 90% <800 µm). Junto con la madera pulverizada proveniente de las trituradoras de martillos, el polvo de la madera se transporta a un silo que está cerca de la caldera. Un sistema de dosificación distribuye la madera sobre los quemadores de madera, que se encuentran ubicados debajo de los quemadores de carbón
Efecto de la cocombustión de lodos de las aguas residuales y del estiércol. En qué medida se ve afectado el rendimiento por el secado del combustible secundario	Además, la elevada humedad del combustible afectará de manera negativa al rendimiento de la caldera	El combustible demasiado húmedo para poder secarse en un molino de carbón se tiene que secar antes de mezclarlo con el combustible principal. Ejemplos típicos de combustibles secundarios que con frecuencia se tienen que secar son los lodos de las aguas residuales y el estiércol (por ejemplo, excrementos de pollo), con humedades que exceden el 50%. La capacidad de secado de un molino de carbón puede ser demasiado baja para secar suficientemente estos combustibles

8.3.5 Efecto de la cocombustión en el rendimiento de la central

Además de la posible influencia sobre el rendimiento de la central provocado por la humedad o por el contenido en ceniza, la cocombustión también puede influir en el rendimiento de la central. Este hecho puede provocar una disminución de la carga nominal o de la velocidad de control de carga de la central eléctrica causada por las restricciones de capacidad impuestas por los componentes. Por ejemplo, la capacidad de los ventiladores de los gases de combustión de corriente inducida puede limitar el factor de cocombustión de los combustibles húmedos. El rendimiento (y disponibilidad) de la central también puede verse influida por la corrosión (debido a la presencia de azufre y cloro en el combustible), la erosión, la formación de escorias o la contaminación (debido al contenido básico de la ceniza) de la caldera. Adaptar los equipos de las GIC para el tratamiento previo o la preconversión del combustible, o limitar el grado de cocombustión, ayuda a impedir una disminución en el rendimiento de la central.

Las influencias sobre el rendimiento y la eficiencia de la central aumentan a medida que el combustible secundario se desvía más del combustible, o combustibles, para el que fue diseñado originalmente la caldera. La siguiente lista detalla algunas formas en las que la cocombustión del combustible secundario puede afectar al rendimiento de la instalación:

- capacidad del equipamiento de la central eléctrica (por ejemplo, originada por un flujo mayor de gases de combustión húmedos en la cocombustión de combustibles húmedos);
- aspectos de la combustión del combustible secundario tales como ignición, estabilidad de la llama, temperatura de la llama, combustión total y formación de NO_x , que pueden ser distintos del combustible principal;
- formación de escorias y contaminación, influido por la composición química de las cenizas (especialmente, potasio, sodio, azufre) y trayectoria de fusión de la ceniza;
- comportamiento térmico de la caldera, especialmente en lo relacionado con el intercambio de calor radiante y convectivo;
- corrosión y erosión por sales de partes de la caldera (provocado por los compuestos de azufre y cloro contenidos en el combustible y las condiciones de funcionamiento en la caldera de combustión, por ejemplo el aire reductor);
- calidad y comportamiento de los residuos de subproductos y combustión;
- emisiones a la atmósfera provocadas por el azufre, cloro, metales pesados, sustancias orgánicas, etc. contenidos en el combustible secundario;
- vertidos al agua provocados por el azufre, cloro, metales pesados, sustancias orgánicas, etc. contenidos en el combustible secundario;
- los impactos sobre las unidades de limpieza de los gases de combustión debidos a los cambios en la composición de los gases de combustión (especialmente la desactivación de los catalizadores DENO_x por los álcalis, As, P o F; aumento en la separación de las cenizas volantes por el PE; efectos sobre la DGC);

- emisiones al aire y al agua debido al tratamiento previo de los residuos (por ejemplo, secado de los lodos de las aguas residuales).

La Tabla 8.14 muestra algunos ejemplos de los efectos más importantes de la cocombustión del combustible secundario sobre el rendimiento de las GIC.

Tabla 8.14: Efectos provocados por el combustible secundario cuando se realiza una cocombustión en las grandes instalaciones de combustión

Combustible secundario	Comentarios	Efectos del rendimiento
Comida animal	Efectos sobre el poder calorífico	Problemas creados por el fósforo, cloro y metales alcalinos del combustible secundario
Comida de carne y hueso		Efecto del fósforo que crea fosfato de calcio que crea taponamientos. Otros problemas son los metales alcalinos (sodio potasio) y cloro.
Sebo	Se utiliza normalmente como sustituto del fuelóleo	Puede contener más del 0,05% de fósforo y crear problemas.

8.3.6 Efectos de la cocombustión sobre las emisiones al aire

Las propiedades químicas del combustible secundario utilizado en la cocombustión son los principales factores que influyen en las emisiones realizadas al aire. Las concentraciones elevadas de ciertos elementos en el combustible secundario, tales como mercurio, en comparación con las concentraciones de estos elementos en el carbón o lignito, se traducirán en mayores emisiones al aire de estos elementos. Las medidas de control de emisiones al aire pueden terminar con las diferencias, que pueden ser resultado de las emisiones adicionales generadas por la cocombustión.

8.3.6.1 PARTÍCULAS

Las emisiones de polvo por la chimenea pueden cambiar con la cocombustión debido a las diferencias físicas y a la nueva composición química de las cenizas, que pueden modificar especialmente el rendimiento del PE. Sin embargo, los combustibles sólidos secos que pueden liberar partículas muy finas, pueden aumentar las emisiones de polvo fugitivo, especialmente en las áreas de almacenamiento y de manipulación. Las emisiones de polvo pueden depender del combustible secundario, especialmente si la nueva composición de la ceniza modifica el rendimiento del PE.

Las partículas se encuentran presentes en los gases de combustión por diversas razones. Algunas de ellas guardan relación con las cenizas presentes en los gases

de combustión debido a las condiciones turbulentas de la cámara de combustión. Los combustibles ligeros, tales como la paja, son particularmente propensos a sufrir estas consecuencias. De forma similar, los gases de combustión pueden contener combustible quemado parcialmente.

Ciertos compuestos y metales tales como el cadmio y, especialmente, el mercurio volatizados en la cámara de combustión se pueden condensar en partículas cuando la temperatura desciende después de la combustión. Este material puede formar un humo submicroscópico que puede resultar difícil de eliminar. Las partículas también se pueden generar en las limpiezas rutinarias tales como durante el soplado de hollín.

8.3.6.2 GASES ÁCIDOS

Dependiendo del tipo de combustible secundario utilizado, se pueden provocar emisiones más elevadas de gases ácidos. Estos gases son cloruro de hidrógeno, dióxido de azufre, fluoruro de hidrógeno y óxidos de nitrógeno. La concentración de varios compuestos en el combustible secundario determinará los niveles de los gases ácidos en la composición de los gases de combustión y las medidas de disminución que se tengan que aplicar.

8.3.6.3 ÓXIDOS DE CARBONO

Las emisiones fósiles de CO_2 disminuyen cuando se realiza una cocombustión de un combustible secundario renovable. Éste es uno de los primeros objetivos y logros de la cocombustión de la biomasa. Debido a la sustitución del combustible fósil principal disminuye la emisión de CO_2 fósil, ya que el CO_2 que se origina como consecuencia de la combustión de la biomasa no se tiene en cuenta. La reducción de las emisiones de CO_2 es, en general, el argumento a favor de la cocombustión de la biomasa, contrarrestando incluso el argumento de que pueden aumentar las emisiones al aire de otros componentes. Las emisiones del monóxido de carbono no aumentan de manera significativa con la cocombustión.

8.3.6.4 HALÓGENOS

Las emisiones de compuestos halogenados pueden ser superiores en la cocombustión de los combustibles secundarios con elevados contenidos en Cl o F. Las instalaciones de limpieza de los gases de combustión de las centrales eléctricas alimentadas con carbón no son capaces de eliminar completamente el cloruro y el fluoruro. Las concentraciones de estos componentes pueden ser elevadas si se comparan con los valores de emisión generados por los incineradores de residuos. Las emisiones, principalmente de fluoruros, son superiores cuando se aplica un intercambiador de calor gas-gas para recalentar los gases de combustión limpios provenientes de la DGC.

8.3.6.5 ÓXIDOS DE NITRÓGENO

Los combustibles recuperados o residuales pueden tener un impacto beneficioso o perjudicial sobre las emisiones de NO_x dependiendo de las similitudes que tenga el combustible recuperado o residual con respecto al carbón con el que se va a realizar la cocombustión. Los carbones altamente volátiles pueden aumentar la temperatura de la llama y pueden formar más NO_x . El combustible secundario con un elevado porcentaje de humedad se quema lentamente con una temperatura de llama baja adiabática, con lo que se forma una menor cantidad de NO_x . Las instalaciones que utilicen técnicas de disminución de emisiones de NO_x tienen una mayor flexibilidad a la hora de aceptar los combustibles secundarios con un mayor contenido en nitrógeno.

8.3.6.6 ÓXIDOS DE AZUFRE

Los combustibles secundarios con un mayor contenido en azufre que el combustible principal (carbón, lignito turba) pueden, en ocasiones, provocar concentraciones ligeramente superiores de compuestos sulfurados en los gases de combustión, aunque éstos se podrán eliminar convenientemente utilizando los sistemas adecuados. Sin embargo, gran parte de estos combustibles secundarios pueden tener un menor contenido en azufre que en el caso del combustible principal. En este caso, las emisiones globales de los compuestos de azufre pueden disminuir.

8.3.6.7 COV Y DIOXINAS

Los compuestos orgánicos volátiles (COV) contenidos en los gases de combustión representan combustible no quemado. La cocombustión puede conducir a un aumento en las emisiones de COV. Sin embargo, las emisiones de hidrocarburos, compuestos orgánicos volátiles y CAP no cambian de manera significativa en la cocombustión cuando se alcanza la combustión total del combustible[58, Eurelectric, 2001].

Los policlorados dibenzoato-p-dioxinas y policlorados dibenzoato-furanos («dioxinas y furanos») son un tipo particular de COV; la palabra dioxina es un término genérico para más de 200 compuestos de este tipo.

Las dioxinas y las sustancias precursoras de las dioxinas pueden estar presentes en combustibles secundarios, tales como la madera de demolición, el combustible derivado de desechos (RDF), en pequeñas cantidades que se destruyen en la cámara de combustión. Sin embargo, pueden volver a formarse mediante el denominado proceso «síntesis de-novo» a partir de precursores tales como bencenos clorados, PCB o precursores no clorados, donde existe un suministro asociado de cloro inorgánico. El mecanismo para su reformación no se comprende totalmente pero se piensa que la presencia de cobre, hollín y cenizas volantes puede ayudar en el pro-

ceso, que sucede sobre todo a temperaturas de entre 200 y 450 °C. Debido a estos efectos, se ha identificado que la cocombustión de ciertos tipos de residuos puede provocar unas emisiones de dioxinas más elevadas. Las emisiones de dioxinas se pueden reducir con una inyección de carbón activo en los gases de combustión.

Sin embargo, las emisiones de dioxinas y furanos procedentes de las centrales alimentadas con carbón son bajas debido a las características específicas de su combustión y al azufre contenido en el combustible, que impide la formación de estos compuestos. Esto no cambia con la cocombustión, incluso aunque el combustible secundario tenga un elevado contenido en cloro.

8.3.6.8 METALES

Los metales (por ejemplo, metales pesados y tóxicos) se encuentran presentes en cierta medida como elementos naturales de los combustibles fósiles. Los combustibles secundarios tales como los lodos de las aguas residuales y los combustibles derivados de los residuos o de la demolición de las construcciones de madera pueden contener metales, tal y como se muestra en la Tabla 8.9 y la Tabla 8.10, en una cantidad superior a la de los combustibles convencionales. Los combustibles de residuos producen poca ceniza y, por ello, resulta improbable que los compuestos de metales tóxicos que se encuentran presentes en el combustible acaben por formar parte de los gases de combustión.

Algunos metales aparecen en las cenizas de fondo del horno mientras que otros contenidos en los gases de combustión pueden condensarse después de la cámara de combustión, donde se convierten en partículas. Algunos compuestos de metal de alta volatilidad, tal como el cadmio, mercurio, talio y selenio, permanecerán en fase gaseosa o formando parte de un humo ultrafino. Al considerar la composición del combustible secundario, la concentración de Hg es, normalmente, uno de los elementos más críticos debido a su volatilidad [58, Eurelectric, 2001]. Debido a las limitaciones de la entrada de residuos (sólo una pequeña parte en porcentaje del total de la potencia térmica de una central eléctrica proviene de los residuos que participan en la cocombustión) y debido a las concentraciones comparablemente bajas de Hg en el gas sin refinar de las centrales eléctricas alimentadas con carbón, la concentración de Hg en los gases sin refinar no aumentará de forma significativa como resultado de los efectos de dilución (además, el límite de la detección suele ser el parámetro más restrictivo). Sin embargo, las cargas emitidas aumentarán como resultado de los altos volúmenes de los gases de combustión. Analizando la emisión total de los otros metales pesados, es posible que se produzca algún incremento debido a las concentraciones posiblemente más elevadas de Pb, Co, Tl y Se [58, Eurelectric, 2001].

En la tabla siguiente se presentan los costes medios de las técnicas de control adicionales utilizadas para reducir la concentración de Hg en los gases de combustión limpios.

Tabla 8.15: Estimaciones de los costes de funcionamiento anuales reales y proyectados para mejorar las tecnologías de control de emisiones de mercurio [171, UNECE, 2002]

Tipo de carbón (contenido en azufre)	Dispositivo existente de control de contaminación del aire	Modernización del control de Hg	Coste actual (céntimos de USD/kWh)	Coste proyecto (céntimos de USD/kWh)
Bituminoso (3% S)	PE lado-frío + DGC	CAP	0,07 – 0,12	0,04 – 0,07
	FT + DGC	CAP	0,03 – 0,05	0,02 – 0,03
	PE lado-caliente + DGC	CAP + FTL	0,15	0,09
Bituminoso (0,6% S)	PE lado-frío	EP + CAP	0,1 – 0,18	0,06 – 0,1
	FT	EP + CAP	0,4 – 0,08	0,03 – 0,05
	PE lado-caliente	EP + CAP + FTL	0,18 – 0,38	0,1 – 0,23
Subbituminoso (0,5% S)	PE lado-frío	EP + CAP	0,012 – 0,19	0,07 – 0,11
	FT	EP + CAP	0,04 – 0,11	0,03 – 0,07
	PE lado-caliente	EP + CAP + FTL	0,14 – 0,27	0,09 – 0,16

Notas:

FT = Filtro de tela; DGC = Desulfuración de los gases de combustión; PE = Precipitador electrostático; CAP = carbón activo en polvo; FTL = filtro de tela para limpieza; EP = Enfriamiento por pulverización

8.3.6.9 PENACHO

Los combustibles que tengan un elevado índice de humedad, tal como los excrementos de las aves de corral, pueden producir la formación de penachos visibles. Existen tres técnicas genéricas para acondicionar los gases de salida con el fin de impedir la formación de los penachos visibles de las chimeneas:

- recalentamiento de los gases de salida;
- condensación de los gases de salida;
- control de temperatura de los gases de combustión.

Las técnicas de condensación producen grandes volúmenes de líquidos que habrá que eliminar, los cuales pueden estar impregnados de sustancias contaminantes que pueden necesitar un tratamiento basado en la neutralización.

8.3.6.10 OLOR

El almacenamiento y la manipulación de los combustibles secundarios tales como los lodos odoríferos puede generar emisiones de olores. En especial, las instala-

ciones de secado necesitan prepararse contra este tipo de emisiones. Dependiendo del combustible y de la situación, el transporte y el almacenamiento deberían tener lugar en áreas cerradas.

8.3.7 Efectos de la cocombustión sobre los vertidos al agua

La cocombustión del combustible secundario puede repercutir en los vertidos al agua. Sin embargo, la mayoría de las fuentes de agua residual, tales como el agua de refrigeración, agua de condensación o las aguas residuales desmineralizadas, no están influidas por la cocombustión. Los orígenes de aguas residuales que se pueden ver influidas son:

- Aguas de lavado de los almacenes de combustible sólido y escorrentía superficial (agua de lluvia).
- El factor común de todos los procesos de deshidratación (secado) es que el agua separada (agua filtrada o decantada) se encuentra contaminada en alguna medida. Este hecho resulta particularmente cierto cuando se realiza la deshidratación a elevadas temperaturas y representa una contaminación secundaria importante de la central de tratamiento de aguas residuales.
- Tal y como se describe en el capítulo 3, la desulfuración de los gases de combustión es la principal fuente de agua residual, ya que elimina SO_2 así como otros contaminantes, tales como metales pesados, de los gases de combustión. Las concentraciones de metales pesados en el efluente (flujo saliente) del agua residual de la central son, hasta cierta medida, independientes de las concentraciones de los influentes (flujo entrante) y, por lo tanto, no se verán afectados por la cocombustión.
- El control del polvo mediante agua en los almacenamientos abiertos de combustible puede dar lugar a aguas residuales si esta agua no se reprocesa de manera interna, lo que suele suceder en los almacenes de carbón. Si el combustible secundario no se almacena y se maneja adecuadamente, el agua de lluvia también se puede contaminar de forma innecesaria. Una buena gestión evitará el derramamiento de las sustancias y que éstas pasen a los desagües.
- Las técnicas de condensación aplicadas al acondicionamiento de penachos producirán grandes volúmenes de líquidos que habrá que eliminar; este líquido puede estar impregnado de sustancias contaminantes y tal vez sea necesario tratarlo.
- Al almacenar y manipular los combustibles secundarios líquidos, éstos pueden ser diluidos en el sistema de tratamiento de aguas residuales. El empleo de lodos húmedos que se esparcen sobre el carbón en almacenes de carbón puede implicar diluciones en el sistema de tratamiento de las aguas residuales.

8.3.8 Efectos de la cocombustión en la calidad de los residuos y subproductos de la combustión

Básicamente, el punto de partida de la cocombustión es impedir una disminución de la calidad de los residuos y subproductos de la combustión. Este objetivo se debe alcanzar mediante un tratamiento previo del combustible secundario o limitando el grado de cocombustión. La calidad de los residuos y subproductos tiene dos aspectos: calidad técnica y ambiental:

- La calidad técnica es la expresión de varios parámetros que juntos determinan, en gran medida, el campo de aplicación del subproducto. Aparte de los parámetros puramente tecnológicos (por ejemplo, rigidez, porosidad, tamaño de la partícula, humedad), el contenido de elementos tales como cloruros, fosfuros, sulfatos y carbono también es importante. Este tema es especialmente aplicable a las cenizas del hormigón y del cemento. Normalmente, los requisitos técnicos los define la industria de la construcción. Como la composición de la ceniza puede ser distinta en el caso de que no se utilice un combustible secundario, la valoración puede resultar problemática (no todos los combustibles secundarios son normalmente EN-450 sobre cenizas en el hormigón).
- La calidad ambiental del subproducto es la expresión de cómo los metales pesados pueden filtrarse desde el producto en el que se encuentran hasta el medio ambiente. Las características de la filtración determinan, además de las propiedades técnicas, si los subproductos se pueden aplicar en los productos en los que están siendo utilizados.

El impacto de la cocombustión sobre la calidad del subproducto se ha analizado con gran intensidad en varios países, entre los cuales se encuentran los Países Bajos. Teniendo en cuenta las elevadas tasas de eliminación del PE, más del 99% de los elementos se encuentran en las cenizas. En general, los cambios en la composición del combustible conllevarán cambios de la misma magnitud en la composición de la ceniza. De manera más específica, los elementos que no se vaporicen en el proceso de combustión tendrán la misma concentración en todos los tipos de ceniza. Sin embargo, para los elementos más volátiles la redistribución tiene lugar en el hecho de que se encontrarán más en las cenizas volantes y en los gases de combustión antes del PE que los elementos que no se vaporizan.

La conclusión es que la composición de la ceniza, en el caso de la cocombustión, cambia de acuerdo con la composición de los combustibles secundarios. La composición elemental de los subproductos se puede predecir hasta tal punto que es posible determinar cuándo y en qué cantidades se pueden utilizar los combustibles secundarios para la cocombustión.

La composición de la ceniza, en el caso de la cocombustión, cambiará de acuerdo con las otras composiciones del combustible secundario. La composición elemental de los subproductos se puede predecir hasta tal punto que es posible determinar

cuándo y en qué cantidades se pueden utilizar los combustibles secundarios para la cocombustión.

Los metales pesados (algunos más y otros menos) presentan el riesgo de filtrarse al medio ambiente después de haber sido expuestos al agua durante mucho tiempo. Las características de las filtraciones son menos importantes para las cenizas volantes cuando se utilizan en aplicaciones inmovilizadas en la industria del cemento y del hormigón.

Sin embargo, las cenizas de fondo que se aplican, por ejemplo, como una capa bajo el asfalto, pueden dar lugar a la filtración de algunos elementos a largo plazo. Un cambio en la composición microelemental y en las filtraciones pueden suponer una restricción a la aplicación de las cenizas de fondo como consecuencia de la cocombustión.

Será difícil que el yeso se vea afectado por el cambio en la composición del combustible. No existe riesgo de filtraciones, ya que el producto se aplica principalmente dentro de edificios, donde el contacto con el agua no resulta un problema. Pero de acuerdo con los requisitos de calidad, el yeso normalmente se lava antes de que deje la central eléctrica.

Filtrar las cenizas derivadas de los procesos de tratamiento previo, tales como la gasificación o CFB, resulta generalmente más difícil de llevar a cabo y puede que haya que eliminar estas cenizas. Las técnicas usadas para inmovilizar los microelementos pueden abrir posibilidades para otras aplicaciones.

Para efectuar una evaluación global del impacto ambiental de las concentraciones de metales pesados, habrá que tener en cuenta la inmovilización y estabilización de los metales pesados en los residuos, así como el cálculo del contenido total. El grado de inmovilización se puede calcular de las concentraciones de metales pesados en el eluyente. La Tabla 8.16 y la Tabla 8.17 muestran el efecto de la cocombustión sobre los residuos de combustión tales como los residuos de sorción y cenizas gruesas en comparación con el combustible normal. Se puede ver que las concentraciones de Hg (factor 2), Pb (factor 3) y Cd (factor 4) han aumentado en los residuos de sorción seca de la mezcla de cenizas volantes. Además, las concentraciones de Pb, Zn, Cu y Cr aumentan en las cenizas grandes, lo que imposibilita la recuperación del material. Sin embargo, no se observan influencias notables en el comportamiento de las filtraciones.

La Tabla 8.16 y la Tabla 8.17 muestran que la posibilidad de reunir los metales pesados en el residuo de la cocombustión es, en general, relativamente baja debido a las elevadas temperaturas de la caldera (efecto de vitrificación).

Además, la posibilidad de elución de los metales pesados se ve reducida en gran medida debido a la naturaleza compacta de los residuos tras su humidificación.

Tabla 8.16: Efecto de la cocombustión sobre los residuos de la combustión
[64, UBA, 2000]

	Residuos de sorción seca			
	Contenido total (mg/kg)		Contenido en el eluyente (mg/kg)	
	Carbón	Cocombustión de aproximadamente 10% de lodos de las aguas residuales	Carbón	Cocombustión de aproximadamente 10% de lodos de las aguas residuales
Al	2,9	3,4 – 3,6	12	8,5 – 11
As	34	31 – 37	<0,2	<0,2
Cd	<2	4 – 7	<0,1	<0,1
Cr	49	55 – 64	0,91	0,81 – 0,85
Cu	135	80 – 140	<0,1	<0,1
Hg	0,6	0,6 – 1,3	<0,01	<0,01
Ni	91	93 – 100	<0,2	<0,2
Pb	230	228 – 650	<0,3	<0,3
Zn	140	245 – 570	<0,2	<0,2

Tabla 8.17: Efecto de la cocombustión sobre los residuos de la combustión
[64, UBA, 2000]

	Cenizas gruesas			
	Contenido total (mg/kg)		Contenido en el eluyente (mg/kg)	
	Carbón	Cocombustión de aproximadamente 10% de lodos de las aguas residuales	Carbón	Cocombustión de aproximadamente 10% de lodos de las aguas residuales
Al	4,4	4,8 – 5,9	21	8,8 – 133
As	11	11 – 13	<0,2	<0,2
Cd	<2	<2	<0,1	<0,1
Cr	59	86 – 260	0,11	<0,1 – 0,12
Cu	80	590 – 7.800	0,1	0,1 – 0,23
Hg	<0,2	<0,2	<0,01	<0,01
Ni	70	130 – 290	<0,2	<0,2
Pb	57	130 – 3.400	<0,3	<0,3 – 1,7
Zn	100	190 – 5.590	<0,2	0,2 – 1,1

De tal forma que, en relación con los residuos provenientes de un combustible convencional (antracita), no se ha detectado un aumento en las concentraciones del eluyente, en particular, una vez que el producto ha sido estabilizado.

8.4 Técnicas a considerar en la determinación de las MTD para la cocombustión de combustibles recuperados y residuos

Este apartado presenta las técnicas que se han analizado a la hora de determinar las MTD para evitar o reducir las emisiones por la cocombustión de combustibles secundarios. Todas ellas se encuentran comercialmente disponibles en la actualidad. En el presente apartado las técnicas tenidas en cuenta se han descrito de una forma general, pero también podrá consultar el contenido de los siguientes apartados:

- técnicas y procesos aplicados (apartado 8.1);
- hipótesis relacionadas con las técnicas de purificación (apartado 8.1);
- ejemplos de cocombustión de combustible secundario (apartado 8.2);
- efectos de la cocombustión sobre las emisiones y la calidad de los subproductos (apartado 8.3).

Para evitar las repeticiones en este documento, se puede consultar información más detallada en el apartado 3.15.1 sobre las MTD para los sistemas de gestión ambiental.

8.4.1 Técnicas para el almacenamiento y la manipulación de combustibles secundarios polvorientos y con olor

Tabla 8.18: Técnicas para el almacenamiento y la manipulación de combustibles secundarios

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Transporte de combustible polvoriento o con olor, tales como lodos en contenedores cerrados o cubiertos	Reducción de olores y emisiones fugitivas	Posible	Posible	Alta			
Descarga de combustible polvoriento o con olor en edificios de descarga cerrados equipados, por ejemplo, con dispositivos de succión que conducen el aire con olor directamente a la cámara de combustión o al quemador, donde se podrá utilizar como aire de combustión	Reducción de olores y emisiones fugitivas	Posible	Posible	Alta			
Almacenamiento de combustible polvoriento o con olor en carboneras o silos cerrados	Reducción de olores y emisiones fugitivas	Posible	Posible	Alta			
Aplicación de las plantas de succión y posteriores dispositivos de limpieza en silos, carboneras y tolvas que almacenan lodos de las aguas residuales. El aire con olor puede conducirse directamente a la cámara de combustión o al quemador, donde se puede usar como aire de combustión	Bajas emisiones a la atmósfera y bajas concentraciones de metano dentro de las tolvas, lo cual reduce el riesgo de explosión	Posible	Posible	Alta			Sin plantas de succión el riesgo de explosión debido a las elevadas concentraciones de metano puede ser muy elevado. La producción de metano puede ocurrir especialmente dentro de la tolva para los lodos secados mecánicamente debido a su elevado contenido en agua

8.4.2 Técnicas utilizadas en el tratamiento previo del combustible secundario

Tabla 8.19: Técnicas utilizadas en el tratamiento previo del combustible secundario

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Secado	Mantiene el rendimiento elevado de la caldera. Se puede emplear combustible que contenga una humedad elevada	Posible	Posible	Alta	Se necesita energía adicional para el secado	Depende de la planta	Aunque la elevada humedad del combustible afectará negativamente al rendimiento de la caldera, sigue siendo más rentable quemar lodos de las aguas residuales secados mecánicamente con un elevado contenido en agua en algunos casos ya que el secado térmico puede resultar muy costoso y consume mucha energía. Podrá encontrar más información en el BREF sobre tratamiento de residuos
Secado solar de los lodos de las aguas residuales	Se necesita poca energía	Posible	Posible	Alta	Tendencia de emisiones olorosas	Depende de la planta	Se debe disponer del espacio requerido. Podrá encontrar más información en el BREF de tratamiento de residuos
Pirólisis	Se disminuye el impacto del combustible secundario en el rendimiento de la caldera. Se puede usar una amplia variedad de combustible residual	Posible	Posible, pero depende del diseño de la caldera principal	Limitado	Se necesita energía adicional para el reactor de pirólisis	Depende de la planta	La pirólisis puede ser una opción atractiva para el combustible secundario que no se puede moler en un molino (de carbón) hasta alcanzar las dimensiones requeridas para la cocombustión en una central eléctrica alimentada con carbón o lignito pulverizados. Este tratamiento previo es necesario para garantizar la combustión total en la caldera, debido al corto tiempo de permanencia del combustible en el horno. Podrá encontrar más información en el BREF sobre incineración de residuos

Tabla 8.19: Técnicas utilizadas en el tratamiento previo del combustible secundario (*continuación*)

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Digestión anaeróbica	La metanización del combustible secundario presenta varias ventajas, ya que los productos se pueden introducir con facilidad en la caldera. Se puede usar una amplia variedad de combustible residual	Posible	Posible	Alta		Depende de la planta	El combustible secundario tiene que ser biodegradable. El reactor funciona a bajas temperaturas sin que se produzca casi corrosión. Se maneja fácilmente con un elevado contenido en agua. Podrá encontrar más información en el BREF sobre tratamiento de residuos
Gasificación	Tras la gasificación y limpieza del gas producido, se puede realizar una combustión de grandes cantidades de combustible secundario con elevadas concentraciones de metales pesados (especialmente Hg)	Posible	Posible, pero depende del diseño de la caldera principal	Limitado		Depende de la planta	Podrá encontrar más información en los BREF sobre tratamiento de residuos e incineración de residuos
Precombustión	Combustible secundario que no se puede quemar adecuadamente en las calderas alimentadas con carbón pulverizado						Hay que consultar el BREF sobre incineración de residuos

8.4.3 Técnicas para introducir el combustible secundario en el proceso de combustión

Tabla 8.20: Técnicas para introducir el combustible secundario en el proceso de combustión

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Molienda con el combustible principal	Se debe de evitar el flujo de combustible pobremente mezclado o heterogéneo o una distribución no uniforme, ya que puede influir negativamente en la ignición y en la combustión que se produce en el interior de la caldera	Posible	Limitado	Alta			La mezcla sólo es posible cuando el comportamiento de la molienda del combustible principal y del combustible secundario es más o menos el mismo o cuando la cantidad de combustible secundario es muy pequeña en comparación con el flujo del combustible principal
Empleo de lanzas independientes	Se puede usar una amplia variedad de combustible secundario, en particular de combustible líquido	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	Se necesitan lanzas independientes para el combustible secundario que no se pueda mezclar con el combustible principal. Las lanzas independientes también se aplican cuando el combustible secundario se utiliza como un combustible de recombustión con el fin de reducir las emisiones de NO _x
Parrilla adicional en la parte inferior de la caldera	Se puede usar una amplia variedad de combustible secundario, en particular biomasa	Posible	Posible	Puesto en práctica en centrales nuevas	Ninguno	No disponible	
Parrilla especial para el combustible secundario	Se puede usar una amplia variedad de combustible secundario, en particular biomasa	Posible	Muy limitada	Puesto en práctica principalmente en centrales nuevas	Ninguno	No disponible	La instalación de una parrilla de este tipo requiere una buena cantidad de espacio libre debajo de la caldera, del que sólo se dispone en raras ocasiones
Alimentación simultánea de combustible principal y secundario	Buen rendimiento de la caldera de lecho fluidizado	Posible	Posible	Alta	Ninguno	No disponible	

8.4.4 **Técnicas para la prevención y control de las emisiones atmosféricas por la cocombustión de combustible secundario**

Tabla 8.21: Técnicas para la prevención y control de las emisiones atmosféricas por la cocombustión de combustible secundario

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Asuntos generales							
Selección cuidadosa de los residuos para la combustión. Conocimiento preciso de su origen, sus parámetros físico-químicos y de sus peligros potenciales. Se debe analizar periódicamente el combustible secundario para comprobar la calidad de los residuos para la coincineración	Tener un mejor conocimiento del combustible secundario ayudará a evitar picos no esperados de contaminantes y evitar daños en la caldera debido a la corrosión	Posible	Posible	Alta			La composición y las propiedades de residuos y biomasa se tienen que determinar en profundidad desde un principio y pueden incluir los siguientes parámetros: nombre y dirección del proveedor, masa, propietario y origen del residuo, agua y contenido en ceniza, poder calorífico, contenido en cloruros, fluoruros, azufre y metales pesados
Limitación del porcentaje de los residuos utilizados en la cocombustión	Limitación del impacto ambiental adicional	Posible	Posible	Alta		Depende de la planta	
Gasificación	Tras la gasificación y limpieza del gas producido, se puede realizar una cocombustión de grandes cantidades de combustible secundario con elevadas concentraciones de metales pesados (especialmente Hg)	Posible	Posible, pero depende del diseño de la caldera principal	Limitado		Depende de la planta	Podrá encontrar más información en los BREF sobre tratamiento de residuos e incineración de residuos

Tabla 8.22 Técnicas para la prevención y control de las emisiones atmosféricas por la cocombustión de combustible secundario

Técnica	Beneficios ambientales	Campo de aplicación		Experiencia operativa	Efectos cruzados	Aspectos económicos	Comentarios
		Centrales nuevas	Modernizadas				
Partículas							
PE	Reducción de polvo y metales pesados	Posible	Posible	Alta		Depende de la planta	Las mismas técnicas que fueron tenidas en cuenta en la determinación de las MTD dentro de cada uno de los capítulos que analizaban los distintos tipos de combustible también se pueden considerar cuando se realiza una cocombustión de combustible secundario. Sin embargo, la cocombustión de combustible secundario puede conducir a los siguientes efectos: <ul style="list-style-type: none"> • Cambio en el volumen y composición de los gases de combustión, con consecuencias adversas para la transferencia de calor y para los sistemas de limpieza de los gases de combustión (por ejemplo, desactivación del catalizador de RCS por As, P, F y metales base e interferencias con los sistemas de DGC • Hay que establecer unas condiciones de combustión buenas y homogéneas (incluyendo estabilidad de la llama, temperatura de la llama, formación de una atmósfera oxidativa en las superficies de la caldera, prevención de la formación de zonas frías en la combustión)
Filtro de tela	Reducción de polvo y metales pesados	Posible	Posible	Alta		Depende de la planta	
SO₂							
Técnicas de DGC húmeda, semi-seca o seca	Reducción de SO ₂ , HCl, HF, polvo y metales pesados	Posible	Posible	Alta		Depende de la planta	
NO_x							
Medidas primarias o secundarias	Reducción de NO _x	Posible	Posible	Alta		Depende de la planta	
Metales pesados y otros, tales como COV y dioxinas							
PE o filtro de telas, técnicas de DGC húmeda, semisecca o seca y, como opción adicional, la inyección de carbón activo	Reducción de SO ₂ , HCl, HF, polvo y metales pesados (en particular Hg) así como COV y dioxinas	Posible	Posible	Alta		Depende de la planta	<ul style="list-style-type: none"> • Se pueden incrementar las emisiones a la atmósfera (específicamente las emisiones de Hg, metales pesados, dioxinas y furanos, HCl, HF, carbón sin quemar y CO). En particular cuando se utiliza un combustible secundario con un elevado contenido en metales volátiles (Hg) en relación con el combustible convencional utilizado, la inyección adicional de carbón activo es una técnica que se debe tener en cuenta en la determinación de las MTD

Nota: Para controlar las emisiones a la atmósfera se pueden utilizar también otras técnicas, por lo que se proporcionan referencias a las secciones del BREF donde se describen las técnicas disponibles para combustibles sólidos, líquidos y gaseosos y del capítulo 3

8.4.5 Técnicas para la prevención y control de la contaminación del agua por la cocombustión de combustible secundario

Se han tenido en cuenta varias técnicas para reducir la contaminación del agua:

- El factor común en todos los procesos de deshidratación (secado) es que el agua separada (agua filtrada o decantada) se encuentra contaminada a distintos grados. Este hecho resulta particularmente cierto para la deshidratación a temperaturas elevadas y representa una contaminación secundaria importante para la central de tratamiento de aguas residuales. Los vapores de salida y los gases expulsados por el sistema que resultan del secado de los lodos de las aguas residuales se pueden introducir en la caldera para su combustión.
- El control de polvo con agua en el caso de almacenamiento en abierto del combustible puede dar lugar a aguas residuales si este agua no se procesa de manera interna, lo que suele ser frecuente en el caso del almacenamiento del carbón. Si el combustible secundario no se almacena y se maneja adecuadamente, el agua corriente puede contaminarse de forma innecesaria. Una gestión adecuada puede evitar el derramamiento de ciertas sustancias y que éstas pasen a las alcantarillas.
- Las técnicas de condensación para el acondicionamiento del penacho producen grandes volúmenes de líquidos residuales que hay que eliminar. Este líquido estará contaminado por sustancias y puede necesitar un tratamiento especial por neutralización.
- Los efluentes derivados de los sistemas de depuración húmeda o de las aguas de condensación contienen residuos de gas ácido correspondientes a los gases de combustión. Para estos casos se necesita su neutralización antes de verter estos fluidos a las aguas superficiales o a los sistemas públicos de alcantarillado. Se requiere una sedimentación si existe materia sólida y también pueden ser necesarios tratamientos físico-químicos para eliminar otros contaminantes tales como los metales tóxicos.
- Los efluentes clarificados se pueden devolver al combustible para eliminar los vertidos al agua, pero como la humedad del combustible resulta un parámetro clave para los excrementos de las aves de corral (en particular), puede que este procedimiento no sea posible.
- Tal y como se describió en el capítulo 3, la desulfuración de los gases de combustión es una fuente muy importante de aguas residuales, ya que se encarga de eliminar el SO_2 así como otros contaminantes, tales como los metales pesados, de los gases de combustión. Esta agua residual se tiene que tratar en una instalación de tratamiento de aguas residuales antes de su vertido. El proceso se ha descrito en el apartado 3.3.2. Con una buena supervisión y optimización constante de las condiciones de proceso y, posiblemente, también gracias al uso adicional de sulfuros orgánicos, se pueden precipitar y filtrar en las instalaciones de tratamiento de aguas residuales cantidades más elevadas de metales pesados hasta tal punto que las concentraciones filtradas no aumentarán de manera significativa. La cantidad del filtrado no cambiará con la cocombustión.

8.4.6 Técnicas para reducir el impacto de la cocombustión sobre los residuos y subproductos de la combustión

Se pueden aplicar varias técnicas para reducir la cantidad de residuos generados en las GIC o para reducir el impacto de los residuos producidos por las GIC. La siguiente lista detalla las técnicas identificadas en este área:

- Mantenimiento de la calidad del yeso, cenizas y escoria al mismo nivel que se produce sin la cocombustión del combustible secundario con el objetivo de reciclarlos. Si la cocombustión conduce a una eliminación importante (extra) de subproductos o residuos, se deberán tomar medidas adicionales para evitarlo.
- Básicamente, el punto de partida para la cocombustión es impedir una disminución de la calidad de los residuos y subproductos de la combustión. Este objetivo se puede lograr mediante un tratamiento previo del combustible secundario o limitando el grado de cocombustión.
- Las cenizas volantes y de fondo producidas por el proceso y eliminadas en los terrenos próximos a las instalaciones, o fuera de ellas, necesitan ser gestionadas o transportadas para impedir los derramamientos, la liberación de polvo o la generación de olores.

8.5 Mejores técnicas disponibles (MTD) para la cocombustión de combustibles recuperados o residuos

Para entender este apartado es importante haber leído el prefacio del documento y, en particular, el quinto apartado: «Cómo entender y utilizar el presente documento». Las técnicas y los consiguientes niveles o variación de niveles de emisión o consumo que se incluyen en este apartado se han evaluado mediante un proceso iterativo con especial atención a los siguientes puntos:

- determinar las principales cuestiones ambientales del sector: las emisiones a la atmósfera y el agua, la eficiencia térmica y los residuos de combustión;
- estudiar las técnicas más relevantes para combatir estas cuestiones;
- determinar los mejores niveles de rendimiento ambiental según la información disponible recabada en la UE y en todo el mundo;
- analizar las condiciones que permiten alcanzar estos niveles de rendimiento, como los costes, los efectos cruzados o los motivos principales para la aplicación de estas técnicas;
- seleccionar las mejores técnicas disponibles (MTD) y determinar los resultantes niveles de emisión o consumo del sector en general, de acuerdo con el apartado 11 del artículo 2 y el anexo IV de la Directiva.

La opinión experta de la Oficina Europea para la Prevención y el Control Integrados de la Contaminación (IPPC) y del grupo de trabajo técnico pertinente han

contribuido en gran manera en los puntos anteriores y en la información que se presenta en este apartado.

De acuerdo con este análisis, las técnicas y, en la medida de lo posible, los niveles de emisión y de consumo relacionados con el uso de las MTD que se presentan en este apartado se consideran adecuadas para el sector en su conjunto, y en muchos casos reflejan el rendimiento actual de algunas instalaciones del sector. Los niveles de emisión o de consumo asociados a las MTD deben entenderse como niveles que representan el rendimiento ambiental que se podría obtener como resultado de la aplicación, en este sector, de las técnicas descritas en el documento, teniendo en cuenta el equilibrio entre costes y ventajas que se incluye en la definición de MTD. Sin embargo, no se trata de niveles límite de emisión ni de consumo y no deberían interpretarse como tales. En algunos casos, puede resultar técnicamente posible conseguir unos niveles mejores de emisión o consumo pero, debido a los costes que acarrea el sistema necesario o a los efectos cruzados de la técnica, no se consideran MTD para el sector en su conjunto. No obstante, estos niveles podrían estar justificados en casos más específicos y con motivos especiales.

Los niveles de emisión y consumo asociados con el uso de las MTD deben contemplarse globalmente, con cualquier condición de referencia (por ejemplo, periodos medios).

El concepto «niveles asociados con el uso de las MTD» que se describe en los párrafos anteriores se debe distinguir del concepto «niveles que se pueden conseguir» utilizando una técnica o una combinación de técnicas determinadas, que hace referencia a los niveles que se prevé obtener durante un periodo de tiempo considerable en una instalación que disponga del mantenimiento apropiado y se explote adecuadamente o en procesos que empleen dichas técnicas.

Cuando hay información disponible sobre los costes, los datos se presentan junto con la descripción de las técnicas descritas en apartados anteriores y, de esta forma, se puede obtener una idea general de la magnitud de los costes que comporta cada técnica. Sin embargo, la inversión real necesaria para aplicar una técnica dependerá en gran medida de factores específicos relacionados, por ejemplo, con los impuestos, las tasas y las características técnicas relativas a cada instalación. Estos factores varían según el caso y no se pueden evaluar por completo en este documento. Si no hay información disponible sobre los costes, las conclusiones sobre la viabilidad económica de las técnicas se extraen a partir de la observación de instalaciones existentes.

Las MTD generales que se incluyen en este apartado pretenden servir de punto de referencia para evaluar el funcionamiento actual de una central existente o sopesar una propuesta para una instalación nueva y, con ello, contribuir a determinar las condiciones adecuadas según las MTD para la instalación o bien a establecer normas vinculantes generales con arreglo al apartado 8 del artículo 9.

Es posible que las nuevas instalaciones se puedan diseñar de manera que el rendimiento obtenido sea igual o mejor que los niveles descritos como MTD. Asimismo, las instalaciones existentes deberían acercarse a los niveles asociados con las MDT o mejorarlos, según la aplicabilidad técnica y económica de las técnicas en cada caso en particular.

Los documentos BREF no son estándares legalmente vinculantes, pero, sin embargo, representan una manera de proporcionar información orientativa para la industria, los Estados miembros y el público en general sobre los niveles de emisión y consumo que se pueden conseguir si se utilizan unas técnicas concretas. Los valores límite adecuados para cada caso específico se deberán establecer tomando en consideración los objetivos de la Directiva IPPC y los factores locales.

Para evitar las repeticiones en este documento, se puede consultar información más detallada en el apartado 3.15.1 sobre las MTD para los sistemas de gestión ambiental.

Dependiendo del tipo y del porcentaje de los combustibles secundarios utilizados para la cocombustión, se debe destacar que el volumen y composición de los gases de combustión, el agua residual, así como los residuos y subproductos pueden cambiar si se comparan con el funcionamiento sin cocombustión. Los cambios pueden tener consecuencias sobre la transferencia de calor y los sistemas de limpieza de los gases de combustión (por ejemplo, la desactivación del catalizador de RCS para As, P, F y metales alcalinos así como interferencias con el funcionamiento de la DGC), la planta de tratamiento de aguas residuales y la forma en que se pueden reutilizar los residuos y subproductos. Tendrán que asegurarse condiciones de combustión unas adecuadas y homogéneas, incluyendo la estabilidad de la llama, la temperatura de la llama, la formación de una atmósfera oxidante en las superficies de la caldera y la prevención de la formación de zonas frías en la combustión. También se pueden incrementar las emisiones realizadas al aire, especialmente las emisiones de metales pesados, en particular metales volátiles tales como Hg, pero también dioxinas y furanos, HCl, HF, carbono no quemado y CO.

La conclusión sobre MTD en el presente apartado está, por lo tanto, basada en el concepto de que la cocombustión del combustible secundario en las grandes instalaciones de combustión no debería, de acuerdo con la legislación actual de la UE, provocar mayores emisiones de sustancias contaminantes en el volumen de gas de salida que en el caso de que dichas cocombustiones se realicen en plantas de incineración (consulte el BREF sobre IR). Este objetivo se puede lograr mediante una cuidadosa selección del tipo y flujo másico (limitación del porcentaje del combustible secundario que se puede utilizar en la cocombustión) del combustible secundario y mediante una limpieza eficaz y apropiada de los gases de combustión y gracias a las técnicas adecuadas de tratamiento del agua residual.

Para otros requisitos legales, consulte la Directiva 2000/76/CE sobre la incineración de residuos, que también trata el tema de la cocombustión⁷ (coincineración) de residuos.

8.5.1 Criterios de aceptación y de preceptación

MTD es definir unos criterios de aceptación y preceptación completos de acuerdo con las MTD definidas en el BREF sobre tratamiento de residuos.

8.5.2 Almacenamiento y manipulación del combustible secundario

Para el almacenamiento, descarga y manipulación del combustible secundario las medidas y técnicas presentadas como MTD en los capítulos específicos de cada tipo de combustible y en el apartado 8.4.1 se consideran todas como MTD para el empleo de la cocombustión para reducir emisiones fugitivas de polvo y sustancias olorosas. Además, el uso de equipos de succión y de otros dispositivos de limpieza para las instalaciones cerradas de almacenamiento de lodos de las aguas residuales (incluyendo la posibilidad de conducir directamente el aire de succión contaminado a la cámara de combustión o al quemador, donde se puede usar como aire de combustión) se ha considerado como MTD debido al reducido riesgo de explosión. En relación con la seguridad y la salud, habrá que tener en cuenta las medidas descritas para proteger a los trabajadores (cabe consultar la normativa nacional sobre salud y seguridad laboral). Además de esto, también habrá que tener en cuenta la conclusión sobre MTD establecida en el BREF sobre almacenamiento masivo de sustancias peligrosas y el BREF sobre tratamiento de residuos durante el almacenamiento y la manipulación de combustible secundario.

8.5.3 Tratamiento previo del combustible secundario

Para el tratamiento previo del combustible secundario, todas las medidas y técnicas presentadas como MTD en los capítulos de cada uno de los tipos de combustible se consideran generalmente como MTD con el objetivo de garantizar las condiciones estables de combustión y para separar contaminantes de los residuos, con el fin de que estos materiales residuales se puedan usar como combustible secundario. Además, algunas medidas de tratamiento previo enumeradas en el capítulo 8.4.2 se pueden considerar como MTD. Sin embargo, también hay que destacar que la información detallada sobre MTD para las técnicas de trata-

7 El anexo II de la Directiva 2000/76/CE proporciona los requisitos para determinar los valores límites de emisiones al aire para la coincineración de residuos (cocombustión del combustible secundario).

miento previo de residuos, incluyendo el combustible secundario, se describen en los BREF específicos sobre tratamiento e incineración de residuos.

8.5.4 Introducción del combustible secundario en el proceso de combustión

Para alimentar el combustible secundario en la cámara de combustión (caldera), las medidas y técnicas que se presentaron en el apartado 8.4.3 se consideran como MTD con el fin de garantizar condiciones estables de combustión. Sin embargo, habrá que decidir caso por caso cuál es la técnica específica de acuerdo con el combustible secundario utilizado. El rociado de combustible secundario líquido sobre el depósito de carbón no se ha considerado como MTD debido al riesgo potencial de contaminación hídrica y terrestre y debido a la posibilidad de emisiones de olor. Además de esto, el rociado de combustible secundario líquido puede aumentar el riesgo de autoignición del depósito de carbón.

8.5.5 Emisiones al aire

Tal y como se mencionó al final de la introducción del apartado 8.5, la conclusión sobre MTD en el presente apartado está basada en el concepto de que la cocombustión del combustible secundario en grandes instalaciones de combustión no debería, de acuerdo con la legislación actual de la UE, provocar mayores emisiones de sustancias contaminantes en el volumen de gas de salida que en el caso de que dichas cocombustiones se realicen en plantas de incineración (consulte el BREF sobre IR). A estas alturas hay que mencionar que las plantas que emplean la cocombustión de residuos tienen que cumplir los requisitos presentes en la Directiva dedicada a la incineración de residuos (Directiva 2000/76/CE).

Las grandes instalaciones de combustión, diseñadas y en funcionamiento según las MTD, tal y como se definen en el presente documento BREF, utilizan técnicas y medidas eficaces para la eliminación del polvo (incluyendo parcialmente los metales pesados), SO₂, NO_x, HCl y HF. En general, estas técnicas se pueden contemplar como suficientes y pueden, por lo tanto, considerarse también como MTD para la cocombustión del combustible secundario. La base para todo esto son las conclusiones MTD y, en particular, los niveles de emisión asociados con el empleo de MTD tal y como se definen en los capítulos correspondientes a cada tipo de combustible. Una entrada superior de estos contaminantes en el sistema de combustión se puede equilibrar dentro de ciertos límites adaptando el sistema de limpieza de los gases de combustión y, normalmente, no conducirán a mayores emisiones. La entrada de los compuestos clorados también se encuentra limitado por el operador de la central eléctrica para evitar la corrosión a elevadas temperaturas.

La elección de qué residuos se pueden usar para la cocombustión está basada en las especificaciones del combustible convencional quemado normalmente en la central específica y sus niveles de emisión medidos y asociados. Si el rango de impurezas del residuo, en particular el contenido de metales pesados, es el mismo que el correspondiente al combustible convencional usado normalmente, se aplicará también la MTD específica de dicho combustible para la cocombustión de este combustible secundario. La primera opción MTD sobre este asunto es realizar una selección cuidadosa del tipo y flujo másico del combustible secundario, junto con el límite del combustible secundario que se puede utilizar en la cocombustión. En este sentido, habrá que tener en cuenta las siguientes medidas:

- tamizar el combustible secundario de acuerdo con el criterio de aceptación para los parámetros críticos (consulte la MTD correspondiente a los criterios de aceptación y preaceptación). Estos son: poder calorífico, contenido en agua, contenido en ceniza, contenido en cloro y flúor, contenido en azufre, contenido en nitrógeno, PCB, metales (volátiles (Hg, Tl, Pb, Co y Se) y no volátiles (por ejemplo V, Cu, Cd, Cr, Ni)) y contenido en fósforo y alcalino (cuando se utilice subproductos animales);
- limitar el porcentaje de cocombustión del combustible secundario más contaminado;
- realizar un tratamiento previo del CS;
- evitar la presencia de Hg como un componente elevado del combustible secundario;
- utilizar la gasificación del combustible secundario y la limpieza del gas producido cuando en el combustible secundario que se va a utilizar en la central existan elevadas concentraciones de metales pesados (especialmente Hg);
- evitar la introducción de compuestos de cloro en el combustible secundario.

Sin embargo, de acuerdo con el residuo utilizado en la cocombustión del combustible secundario puede, tal y como se explicó anteriormente, conducir a aumentos en las emisiones de metales pesados, en particular mercurio, así como a la emisión de COV, haluros y, en ocasiones, dioxinas. En este caso, se contemplan como MTD la adaptación de los sistemas de limpieza de los gases de combustión y la inyección adicional de carbón activo con una tasa de reducción asociada del 70 - 85%.

La cocombustión del combustible secundario normalmente conduce a una pérdida de eficiencia térmica. En este contexto, habrá que tener en cuenta que el propósito principal de la central eléctrica es la generación de la energía en lugar del tratamiento térmico del residuo. Una pérdida de eficiencia térmica sólo está justificada si está equilibrada con una menor emisión de contaminantes.

8.5.6 Contaminación del agua

Para la cocombustión del combustible secundario las medidas y técnicas presentadas como MTD en los capítulos correspondientes a cada tipo de combustible y en el apartado 8.4.5 se consideran todos como MTD con el fin de evitar una contaminación adicional del agua y de las corrientes de agua subterráneas por la cocombustión del combustible secundario. A este respecto, el adecuado almacenamiento y manipulación del combustible secundario, tal y como se describió anteriormente, ayudará a lograr este objetivo. «Una buena gestión» evitará el vertido de sustancias y que éstas lleguen al sistema de alcantarillado.

Como el combustible secundario puede contener elevados niveles de metales pesados y de otras sustancias, tales como haluros, etc., la MTD es tratar a esta agua residual antes de que se descargue. El proceso ha sido descrito en el apartado 3.10. Con una buena supervisión y una constante optimización de las condiciones de proceso, posiblemente también con el uso adicional de sulfuros orgánicos, se podrán precipitar y filtrar en las instalaciones de tratamiento del agua residual mayores cantidades de metales pesados hasta un nivel que las concentraciones del efluente no aumenten de manera significativa. La cantidad del efluente no cambiará con la cocombustión.

8.5.7 Residuos y subproductos de la combustión

Para la cocombustión del combustible secundario las medidas y técnicas presentadas como MTD en los capítulos correspondientes a cada tipo de combustible y en el apartado 8.4.6 también se consideran todas como MTD para la cocombustión del combustible secundario. El principal problema de la MTD es mantener la calidad del yeso, cenizas, escorias y otros residuos y subproductos al mismo nivel de lo que se produce cuando no existe cocombustión del combustible secundario con el propósito de reciclado. Si la cocombustión conduce a unos volúmenes de residuos o subproductos (adicionales) importantes que hay que eliminar o a una contaminación extra por metales (por ejemplo, Cr, Pb, Cd) o dioxinas, habrá que tomar medidas adicionales para evitar este hecho. Una medida adicional que hay que considerar es restringir la cocombustión a fracciones de residuos con concentraciones de contaminantes que sean similares a la de los combustibles principales (por ejemplo, metales pesados, Cl, etc.).

8.6 Técnicas emergentes para la cocombustión de combustibles recuperados y residuos

Se espera que en el futuro, debido a la experiencia adicional que se ha obtenido con las técnicas de tratamiento previo y de disminución, el grado de cocombustión se vea aumentado por encima del nivel del 10% sobre una base térmica.

9. Conclusiones

Este capítulo analiza la programación temporal del trabajo; las fuentes, disponibilidad y calidad de la información; el grado de consenso alcanzado entre los distintos expertos del GTT y las recomendaciones para el futuro trabajo.

9.1 Programación temporal del trabajo

El trabajo sobre instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal superior a los 50 MW, el denominado BREF sobre grandes instalaciones de combustión, comenzó el 24 – 25 de febrero de 2000 con la reunión inicial del GTT. Se remitieron dos borradores al grupo de trabajo técnico para su consulta. El primer borrador fue emitido en el mes de marzo de 2001 y el segundo borrador fue emitido en marzo de 2003. En ambos periodos de consulta, se remitieron nuevas informaciones y comentarios.

La reunión final del GTT tuvo lugar los días 18 – 21 de noviembre de 2003. Principalmente fue para dar apoyo a las técnicas consideradas como MTD. Sin embargo, ciertos asuntos, en particular los niveles de emisión asociados con el empleo de MTD, fueron debatidos intensamente. En el borrador final se incorporó nueva información y los comentarios realizados durante la reunión y en las justificaciones aportadas.

9.2 Fuentes de información

Para elaborar el borrador del documento se han utilizado como fuentes de información una gran cantidad de documentos, informes e informaciones procedentes de la industria, los Estados miembros de la UE, operadores y autoridades así como por los suministradores de equipos y ONG ambientales. Parte de la información enviada estaba más centrada en un tema ambiental determinado, en las que se hacía un énfasis especial en las emisiones al aire y al agua así como las posibilidades de aumentar el rendimiento y reducir así la emisión de CO₂. Se recogió más información durante las visitas realizadas a las distintas instalaciones ubicadas en los distintos Estados miembros europeos y mediante la comunicación personal sobre la selección de la tecnología y en las experiencias reunidas en la aplicación de las técnicas de reducción.

Para apoyar este trabajo, algunos Estados miembros y organismos industriales condujeron o pusieron en marcha diferentes estudios con el objetivo de conseguir una descripción más integrada de las MTD.

Existe bastante información de calidad disponible sobre las medidas a tomar para reducir las emisiones atmosféricas lo que refleja los esfuerzos que se están realizando a nivel mundial para reducir la contaminación atmosférica a largo plazo.

Durante el trabajo se hizo evidente que existe mucha información procedente de diferentes fuentes y que los datos de emisión específicas de las centrales se presentaron de distintas formas. En ocasiones, en el material de referencia técnica, el rendimiento ambiental de las medidas primarias y secundarias se describen de forma vaga. Con frecuencia ha resultado difícil, y en ocasiones imposible, obtener la información específica de la central y las cifras certificadas de los rendimientos. Hay que destacar que con frecuencia se proporcionaron datos insuficientes sobre muestreo y métodos de análisis. Los intervalos de tiempo de referencia (por ejemplo, valores medios diarios o anuales), los métodos de cálculo y las condiciones de referencia fueron omitidos o resultaban incompletos. Por lo tanto, la comparabilidad de los datos de rendimiento ambiental varía en uno u otro caso y este extremo necesita mejorarse en un futuro.

Con el fin de mejorar la comparabilidad se recomienda la realización de una supervisión a nivel europeo de cómo se recogen los datos sobre rendimiento ambiental de las distintas centrales de combustión, si las diferentes prácticas tienen una importancia relevante y, en caso afirmativo, con qué alcance y con qué consideración. Los cálculos e informes sobre la eficiencia energética realizados sobre un nivel comparable se podrían beneficiar también de esta supervisión. No siempre ha resultado claro qué materiales residuales han sido incluidos o excluidos cuando se nos remitían cifras sobre la cantidad de desechos sólidos, residuos y subproductos.

Tampoco se han proporcionado unos datos certificados sobre costes que resulten suficientemente fiables y transparentes, y que permitan realizar una relación detallada entre técnicas y costes y ahorros. Los datos sobre costes son muy específicos de las condiciones locales y sólo tienen valor teniendo en cuenta las circunstancias individuales de cada central y, por lo tanto, las comparaciones exactas resultan imposibles. Los costes varían de manera considerable entre centrales incluso cuando utilizan la misma técnica, por ejemplo debido a los distintos puntos de partida técnicos y a las distintas programaciones temporales de las inversiones de las centrales. Se dispone de algunos datos sobre costes pero, en general, no se sabe con exactitud qué está incluido en las cifras o cómo se calculan. Por lo tanto, los datos contenidos en el BREF sólo pueden servir de guía sobre el orden de magnitud de tales costes.

9.3 Grado de consenso

Este BREF a nivel global ha tenido un amplio apoyo de los miembros del GTT. Sin embargo, Eurelectric y Euromot (dos representantes de la industria) y algu-

nos de los Estados miembros no expresaron su pleno apoyo a este borrador final y contestaron con los denominados «split views» (opiniones divididas, sin consenso) a algunas de las conclusiones MTD presentadas en este documento. Sus principales argumentaciones para este proceder se analizan a continuación.

Algunos de los Estados miembros y Eurelectric expresaron su punto de vista de que el ELV definido en la Directiva europea sobre grandes instalaciones de combustión (Directiva 2001/80/CE) debería adoptarse como el extremo superior del rango para las emisiones asociadas con la MTD. Eurelectric contestó que los rangos dados como niveles de emisión asociados con el empleo de MTD son, en general, demasiado bajos para las nuevas y existentes centrales eléctricas. Sin embargo, se debe destacar que los niveles superiores de la MTD asociada con los niveles de emisión, en particular para las centrales existentes, son similares a algunos ELV actuales definidos en algunos Estados miembros de la UE. Este hecho apoya la visión de los Miembros del GTT de que los niveles MTD son razonables y afirman que los niveles MTD considerados están siendo ya alcanzados por un buen número de centrales europeas.

Otro punto de desacuerdo es que Euroelectric y algunos Estados miembros contestaron que no se ha tenido en cuenta en la manera adecuada la viabilidad económica de la resolución de ciertas MTD. Esto apoya el hecho de que sobre este tema los expertos del GTT no han podido proporcionar la información suficiente. Tampoco se suministró información bien fundamentada sobre los costes asociados con la aplicación de las medidas secundarias para las grandes instalaciones de combustión y, por ello, no resulta claro qué criterio hay que aplicar para poder tener en cuenta los costes. En general, se puede deducir que los costes específicos asociados con la mejora de las centrales de combustión ya existentes son superiores si se les compara con los costes asociados con las centrales nuevas debido a que el material o la disposición del equipo ya existente puede que no encaje en la nueva configuración. En general, los costes específicos de las centrales más pequeñas suele ser superior que el relativo a las centrales de mayor tamaño.

A pesar de los argumentos anteriores, Eurelectric y un Estado miembro adoptaron el punto de vista de que no se había tenido en cuenta la diferencia económica existente entre nuevas/existentes y grandes/pequeñas «grandes instalaciones de combustión» y que en el BREF se deberían establecer con claridad estas diferencias. Además, también se indicó que tampoco se había concedido la suficiente importancia a los problemas relacionados con las centrales que funcionan sólo parcialmente como centrales de carga máxima.

Parte de los organismos industriales han suministrado bastante información para la elaboración de este documento pero no se han puesto de acuerdo a la hora de valorar si el documento final refleja, o no, adecuadamente todas las experiencias aportadas por sus miembros en la construcción y modernización de los equipos de disminución para las GIC. Desde su punto de vista no consideran que el docu-

mento aborde con la suficiente profundidad qué técnicas son las más prácticas y alcanzables para todas las centrales de este sector.

El debate global también resalta los distintos puntos de vista de las MTD tal y como se define en la Directiva IPPC y enfatiza la necesidad de leer el BREF a la luz del prefacio del documento. Aparte de estos asuntos de carácter general, también existen algunos temas específicos en los que las conclusiones finales no recibieron un apoyo unánime.

9.4 Recomendaciones para el trabajo futuro

La generación de energía es un elemento esencial de la sociedad industrial actual y de cualquier proceso industrial. La evaluación de las mejores técnicas disponibles para grandes instalaciones de combustión tiene, pues, un gran interés en los Estados miembros, la industria y las ONG ambientales.

Especialmente durante las dos últimas décadas, en numerosos países europeos se han llevado a cabo importantes inversiones y modificaciones de las centrales eléctricas. El impacto de la combustión del combustible fósil en el medio ambiente global se puede reducir de manera sustancial mediante el empleo de medidas primarias y secundarias. Sin embargo, todavía se tienen que realizar mejoras y nuevos esfuerzos con el fin de alcanzar el objeto a largo plazo de la sostenibilidad. Hasta ahora, las autoridades ambientales han centrado la legislación y el control en las emisiones atmosféricas y los vertidos al agua. Las regulaciones y ejecuciones han sido importantes fuerzas motoras para las mejoras logradas. Sin embargo, no sólo las autoridades sino también la propia industria, inversores, clientes, el público en general incluyendo grupos políticos, ONG ambientales y medios de comunicación están participando como partes interesadas solicitando que las centrales disminuyan su impacto ambiental.

Dentro del grupo de trabajo técnico, existe un amplio consenso al afirmar que las MTD para las grandes instalaciones de combustión es un método que permite la identificación de un gran número de técnicas. Es un asunto muy complejo que implica principios termodinámicos y la interacción con las características del proceso de combustión. También resulta claro que el rendimiento asociado con las grandes instalaciones de combustión depende del diseño y del funcionamiento de la central, de los sistemas de refrigeración y de los costes.

El método de las MTD ha sido desarrollado con la intención de mitigar la contaminación sobre la base de los cambios tecnológicos y mejorando la práctica operativa. Este método efectúa una distinción entre las centrales nuevas y las ya existentes, pero en el presente documento se hace especial énfasis al indicar que las medidas de reducción de las centrales existentes tienen el mismo objetivo. En otras palabras, se aplica el mismo método pero las opciones existentes para la re-

ducción de emisiones están más limitadas en las centrales existentes. El proceso de intercambio de la información ha hecho posible identificar un número de técnicas que se pueden considerar como MTD a un nivel general, tal y como se presentó en los capítulos 4 a 8.

En relación a los temas ambientales asociados con el funcionamiento de las grandes instalaciones de combustión en el ámbito del presente documento, se ha puesto un énfasis especial en la reducción de las emisiones atmosféricas. No se han presentado los suficientes datos para que pudieran ser considerados como representativos y se recomienda una posterior supervisión para poder obtener una mejor idea de lo que sucede que pudiera servir como banco de pruebas para evaluar el rendimiento de las técnicas utilizadas en la reducción de las emisiones. También será necesario realizar posteriores investigaciones sobre los datos disponibles.

Aunque el GTT ha reconocido que el documento se encuentra centrado en instalaciones con una potencia superior a 50 MW y se han considerado instalaciones con varias unidades (cada una de las cuales tenía una potencia inferior a los 50 MW), no centró su atención en las pequeñas unidades individuales como tales. Esta característica se puede abordar a nivel local según el apartado 4 del artículo 9 pero será de utilidad en la futura revisión de este BREF para prestar más atención a este tema.

Cuando en el futuro se informe sobre los datos de emisión, se aconseja realizar estos informes de una manera coherente incluyendo volúmenes y concentraciones específicas, y condiciones de referencia (por ejemplo, mg/Nm³, tonelada/MJ, O₂%) de los contaminantes emitidos a la atmósfera y a las aguas residuales, con el fin de que los lectores puedan comprender y valorar mejor estas emisiones específicas. La información preferida serán los datos de emisión específicos suficientemente cualificados para poder comparar el rendimiento ambiental de las diversas instalaciones de combustión a lo largo de toda Europa. Además, resultaría altamente aconsejable incluir en la siguiente revisión del documento los niveles de emisión basados en MTD para el N₂O así como las técnicas disponibles para reducir estas emisiones.

Esta misma argumentación resulta aplicable para la contaminación potencial del suelo (por ejemplo, disminuir el sonido ambiental relacionado con las centrales, evitar en la medida de lo posible que sustancias peligrosas escapen durante su almacenamiento, transporte y empleo) y en relación con determinados aspectos de la salud y seguridad. Si esta información estuviera disponible, podría incorporarse en la futura revisión del BREF.

Hasta el momento presente, del intercambio de información producido en el seno del grupo de trabajo técnico sólo ha emergido una cantidad limitada o insuficiente de información cualificada en relación con los costes o ahorros relacionados con

las MTD. Sin embargo, se recomienda la recogida de datos más detallados sobre costes y un posterior trabajo internacional sobre este tema (por ejemplo EGTEI, Grupo de Expertos sobre Asuntos Técnico-económicos) en los futuros intercambios de información. Este trabajo debería incluir información sobre costes y ahorros específicos tales como tiempo de amortización de las medidas y costes unitarios.

Antes de llevar a cabo una actualización de este BREF, los Estados miembros y la industria deberían obtener (con mayor facilidad y de forma más transparente) más información sobre emisiones y consumos energéticos, junto con las técnicas asociadas y sus costes. Un paso importante para apoyar este trabajo sería que los Estados miembros y la industria publicaran abiertamente datos sobre cada una de las grandes centrales de combustión existentes. Con este fin, sería útil supervisar las distintas prácticas utilizadas para determinar el rendimiento ambiental y la información de los resultados de las grandes instalaciones de combustión en Europa.

Se han identificado un cierto número de técnicas y se han considerado MTD, pero todavía algunas de ellas se encuentran en fase de desarrollo y se pueden considerar como emergentes. Hay que evaluar aún su aplicación y consecuencias ambientales. La sección «técnicas emergentes» presente en todos los capítulos han proporcionado algunos ejemplos de técnicas prometedoras, todas ellas han alcanzado un diferente estado de desarrollo. Algunas de estas nuevas tecnologías han aparecido de forma reciente en el sector. Esto es cierto, por ejemplo, para las plantas TGCC que han logrado un rendimiento de hasta un 60%.

Otro punto a tener en cuenta es realizar una diferenciación entre fuelóleo pesado (HFO) y combustible ligero (LFO), ya que la combustión de estos combustibles puede producir grandes diferencias en los niveles de emisión alcanzables (polvo, metales pesados, SO_2 y NO_x) así como en lo que respecta en las medidas técnicas que son necesarias para lograr estos niveles. Ha resultado evidente que todavía no se han abordado adecuadamente los requisitos y condiciones específicas cuando se quema carbón con elevado contenido en azufre en grandes instalaciones de combustión.

En breve, entrarán en funcionamiento un cierto número de centrales de gran tamaño. Se espera que, dentro de algunos años, tengamos a nuestra disposición los resultados de las pruebas a largo plazo de estas grandes instalaciones de combustión. Estas experiencias se incorporarán cuando se revise el BREF y se puedan añadir otras relevantes técnicas emergentes.

La CE está poniendo en marcha y financiando, a través de sus programas ITD, una serie de proyectos que están relacionados con las tecnologías limpias, tecnologías de reciclaje y tratamiento de efluentes emergentes y las estrategias de gestión. Potencialmente, estos proyectos pueden suponer una contribución útil a las futuras revisiones BREF. Se invita a los lectores a informar a la Oficina Europea

de Prevención y Control Integrados de la Contaminación de cualquier resultado de investigación que sea relevante para el ámbito del presente documento (consulte también el prefacio de este documento).

REFERENCIAS

- 1 Corinair (1996). «CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook», panel de expertos del EMEP/ UNECE/.
- 2 ESAA (1999). «Emission Estimation Technique Manual for Fossil Fuel Power Generation», Electricity Supply Association of Australia Ltd.
- 4 OSPAR (1997). «Large Combustion Installations (>50 MW_{th}). Emissions and reduction in emissions of heavy metals and persistent organic compounds», Convenio de Oslo y París.
- 5 HMIP (1995). «Combustion Processes: Large Boilers and Furnaces 50 MW(th) and over», Nota guía del Insepector Jefe. Procesos sujetos al control integrado de la contaminación.
- 10 Berdowski, J. J. M.; Bass, J.; Bloos, J. J.; Visschedijk, A. J. H. y Zandveld, P. Y. J. (1997). «The European Emission Inventory of Heavy Metals and Persistent Organic Pollutants for 1990».
- 11 EEA (1999). «Greenhouse gases and climate change».
- 12 AIE (2001). «Greenhouse Gas Emissions from Power Stations», Programa de I+D sobre gases de efecto invernadero.
- 13 Verbund (1998). «Umweltbericht 98, Kapitel 6 Der Treibhauseffekt», Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (Verbundgesellschaft).
- 14 EEA (1999). «Annual European Community Greenhouse Gas Inventory 1990 - 1996», M. Richter.
- 21 US EPA (1997). «EPA Office of Compliance Sector Notebook Project. Profile of the Fossil Fuel Electric Power Generation Industry».
- 25 ABB (2000). «SCONOx Ultra clean technology for reduction of CO and NO_x», ABB Alstom Power.
- 26 ABB (2000). «Combined Cycle Offshore, Profitable with Compact Waste Heat Recovery Units».

- 27 Theodore, L. y Buonicore, A. (1992). «Air Pollution Control Equipment».
- 28 Soud, H. N. (1993). «Particulate control handbook for coal fired plants».
- 29 Soud, H. N. (1995). «Developments in particulate control for coal combustion», IEA Coal Research.
- 30 VDI (1998). «Electrostatic precipitators. Process and waste gas cleaning».
- 32 Rentz, O.; Nunge, S.; Laforsch, M. y T., H. (1999). «Technical background document for the actualisation and assessment of UN/ECE protocols related to the abatement of the transboundary transport of nitrogen oxides from stationary sources».
- 33 Ciemat (2000). «Flue Gas Cleaning», Clean coal technologies handbook. PROGRAMA I+D OCICARBON.
- 34 Verbund (1996). «Umweltbericht 96, Kapitel 7 NO_x-Reduktion», Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (Verbundgesellschaft).
- 35 ERM (1996). «Revision of the EC Emission Limit Values for New Large Combustion Installations (> 50 MW_{th}). Final Report», Environmental Resources Management.
- 36 Lurgi (1999). «Cleaning of process and waste gases».
- 37 Robson, T. G. (1998). «A Review of the Industrial Uses of Continuous Monitoring Systems», Agencia Ambiental Británica.
- 38 Soud, H. N. (2000). «Developments in FGD».
- 39 ABB (2000). «Falkt-Hydro Process. Flue Gas Desulphurisation by Seawater Scrubbing».
- 40 Soria, A.; Schrattenholzer, L. y Akutsu, N. (1998). «Energy Technology Strategy 1995 - 2030: Opportunities arising from the threat of climate change».
- 41 AIE (1992). «Carbon dioxide capture from power stations».
- 43 Wienstrom (2001). «Simmering Power Station, Light and Heat for Vienna».
- 44 Ministerio de Medio Ambiente de Austria (2000). «Examples of techniques to be considered in the determination of BAT».
- 45 Eurovent (1998). «Proposal for a BREF document of cooling systems», 61350027.

-
- 46 Caudron, L. (1991). «Les réfrigérants atmosphériques industrial», éditions Eyrolles.
- 48 VDI (1998). «VDI 3986, Ermittlung des Wirkungsgrades von konventionellen Kraftwerken (Entwurf). Determination of efficiencies of conventional power stations (draft version)».
- 49 Electrabel (1996). «Combined Heat and Power. A way towards rational use of energy».
- 50 Korobitsyn, M. A. (1998). «New and Advanced Energy Conversion Technologies. Analysis of Cogeneration, Combined and Integrated Cycles».
- 51 DIN (1996). «DIN 1942, VDI code of practice».
- 52 BSI (1974). «BSI 2885, Code for acceptance tests on stationary steam generators of the power station type».
- 53 El-Wakil, M. M. (1984). «Power plant Technology».
- 54 Cortés, V. J. y Plumed, A. (2000). «Principles and Concepts of Combustion Gasification and Thermodynamic Cycles».
- 55 Çengel, Y. A. y Boles, M. A. (1994). «Thermodynamics, An Engineering Approach».
- 56 Rogers, G. F. C. y Mayhew, Y. R. (1967). «Engineering Thermodynamics, Work and Heat Transfer».
- 57 Ministerio de Medio Ambiente de Austria (2000). «Power plant Leopoldau».
- 58 Eurelectric (2001). «EURELECTRIC proposal for a Best Available Techniques Reference Document for Large Combustion Plants».
- 59 Grupo de trabajo finlandés sobre GIC (2000). «Finnish expert report on Best Available Techniques in Large Combustion Plants».
- 60 Alakangas, E. (1998). «Bioenergy in Finland, Review 1998», VTT Energy.
- 61 MPS (1998). «Advanced technology for Nordjyllandsvaerket Unit 3».
- 62 Kallmeyer, D.; Pflugbeil, M. y Wick, W. (1998). «Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik», Energiewirtschaftliche Tagesfragen, pp. 507 - 512.
- 63 Wärtsilä (2000). «Engine Driven Plant EU BREF Document», Wärtsilä Finland Oy.

- 64 UBA (2000). «Stand der Technik für Großfeuerungsanlagen in Österreich im Hinblick auf die IPPC-RL», Agencia del Medio Ambiente Austriaca, Viena.
- 65 Golland, E. S.; Macphail, J. y Mainini, G. (1998). «Longannet Demonstrates Gas Reburn Performance Modern Power Systems».
- 66 Hesselmann, G.; Naja, T.; King, J. L.; Pasini, S. y Mainini, G. (2000). «The Demonstration of Coal over Coal Reburn at Vado Ligure Power Station.», Power-Gen International 2000, Orlando, Florida, EE. UU.
- 67 EPPSA (2001). «Primary measures to reduce nitrogen oxide emissions of bituminous coal firing systems at dry bottom boilers - opposed firing systems with low NO_x swirl burners (DS burners)».
- 74 Alstom (2001). «Electrostatic precipitators for power applications».
- 75 Hein, K. R. G.; Seifert, H.; Scheurer, W. y Richers, U. (2000). «Untersuchungen zum Stand der Mitverbrennung von Klärschlamm, Hausmüll und Biomasse in Kohlekraftwerken».
- 77 IEPE/IPTS (2000). «Poles Baseline Projection (Prospective Outlook of Energy Systems)», IEPE/IPTS, Instituto de Estudios Tecnológicos Prospectivos.
- 78 Finkeldei, L. (2000). «Personal communication».
- 79 Bell, O. y Chiu, H.-H. (2000). «Combustion».
- 80 Siemens (2000). «Benson boilers for maximum cost-effectiveness in power plants», Grupo de Generación de Energía (KWU).
- 81 COGEN Europa (1999). «A Guide to Cogeneration».
- 82 Ciemat (2000). «Repowering», Clean coal technologies handbook, PROGRAMA I+D OCICARBON.
- 83 Foster Wheeler (1995). «Referenzunterlagen».
- 84 Siemens (1999). «Using refinery residues and coal in IGCC plants provides clean and efficient power», Grupo de Generación de Energía (KWU).
- 85 Itkonen, A. y Jantunen, M. J. (1989). «The Properties of Fly Ash and Fly Ash Mutagenicity», Encyclopedia of Environmental Control Technology.

-
- 87 Molero de Blas, L. J. (1995). «Pollutant formation and interaction in the combustion of heavy liquid fuels».
- 88 Euromot (2001). «EU BAT Document on reciprocating engine driven power plant-technologies offering high environmental standard», The European Association of Internal Combustion Engine Manufacturers.
- 90 ECOBA v. Berg (1999). «CCp Utilisation in Europe-Outstanding Option and Continuous Challenge».
- 91 Kokk, A.; Kinni, J. y Niemelä, J. (2000). «World's largest biofuel fired CFB boiler for Alholmens Kraft».
- 92 VEAG (2000). «Die neuen Kraftwerke der VEAG - Kraft für die Zukunft» Die neuen Kraftwerke der VEAG, .
- 93 Powergen (2001). «Ratcliffe-on-Soar Power Station. An overview of Flue gas desulphurisation».
- 94 Umwelt + Technik (2000). «Entschwefelung, Dokumentation Braun und Steinkohlenentschwefelung in NRW».
- 96 Helsinki Energy (2001). «Vuosaari Power Plant A and B. Environmentally benign energy generation».
- 97 Euromot (2000). «The Euromot Briefing 2000».
- 98 DFIU (2001). «Exemplary investigation into the state of practical realisation of integrated environmental protection with regard to large combustion plants in Germany», Karlsruhe French-German Institute for Environmental Research.
- 99 Oulun Energia (1997). «Energy from Oulun».
- 100 Kouvo, P. y Salmenoja, K. I. (1997). «Desulphurisation in peat-fired circulating and bubbling fluidised bed boilers».
- 101 Vaget, H. (2001). «Neues Verbrennungssystem zur Energieerzeugung aus Holzwerkstoffen und Gebrauchthölzern», Holz-Zentralblatt, Stuttgart.
- 102 Fischer, M. (2000). «Wirtschaftliche Kraftwärmekopplung mit nachwachsenden Brennstoffen am Beispiel KWK Gütersloh - Auslegung - Realisierung - erste Betriebserfahrungen».
- 103 Kvaerner Pulping Oy (2001). «Co-combustion of biomass and coal in fluidised bed systems».

- 104 Siemens (2001). «The proven Model V84.2 and V94.2 gas turbines», Grupo de Generación de Energía (KWU).
- 105 Steen, M. (2001). «Greenhouse gas emissions from fossil fuel-fired power generation systems».
- 106 Sloss, L. L. (1997). «Continuous emissions monitoring for coal-fired power stations».
- 107 Davidson, R. M. (2000). «How coal properties influence emissions».
- 108 Scott, D. H. (1997). «Improving existing power stations to comply with emerging emissions standards».
- 110 Kakaras, E. y Grammelis, P. (2000). «Study on the size and type of existing electricity-generating capacity using solid fuels within an enlarged EU».
- 111 Eurogas (1998). «European gas network».
- 112 Ekmann, J. M.; Pamezan, M. y Harding, N. S. (1996). «Cofiring of coal and waste».
- 113 Verbundkraft (2002). «Dürnrrohr Power Plant. A milestone in environmental protection».
- 114 Alstom (2001). «Ultra low-NO_x tangential firing systems (ULNTF) for bituminous coal», Power Boiler via EPPSA European, Power Plant Suppliers Association.
- 115 Epple, B.; Brüggemann, H. y Kather, A. (1995). «Low NO_x tangential firing systems for bituminous coal», EVT-Register Nr. 54, 1995.
- 116 Kather, A. (1996). «Bituminous coal firing systems with high steam parameters», EVT-Register Nr. 55 , 1996.
- 117 Marx, F.-J.; Koch, G.; Schmig, W. y Brüggemann, H. (1997). «Low NO_x bituminous coal tangential firing systems of the power station unit Bexbach I», EVT-Register Nr. 56, 1997.
- 118 Alstom (2001). «Example: Measures from CFBC-power plants to enhance sulphur capture, limestone consumption and carbon burn-out especially for low quality fuels such as high sulphur lignite or anthracite», Power boiler via EPPSA, European Power Plant Suppliers Association.
- 119 Guinee, M. J. «Measurement of emissions from offshore combustion - user's requirements», pendiente de publicación.

-
- 120 Bakken, L. E. y Skogly, L. «Parametric modelling of exhaust gas emission from natural gas fired gas turbines» artículo ASME 95-GT-399, .
- 121 Fripp, R. «Intelligent optimisation and energy efficiency of pipeline gas compressors on the national transportation system», pendiente de publicación.
- 122 Carstensen, C. y Skorping, R. (2000). «Experience with DLE turbines at offshore installations».
- 123 DTI (2001). «Guidance notes on the offshore combustion installations (prevention and control of pollution) regulations 2001», Departamento de Comercio e Industria del Reino Unido.
- 124 OGP (2000). «Large Combustion plants operated offshore», International Association of Oil & Gas Producers.
- 125 Evans, A. R. y McConnell, J. (1994). «Inter Platform Power Distribution» 26th Annual Offshore Technology Conference.
- 126 Lurgi Lentjes Bischoff (2001). «The Wet ammonia process».
- 127 Clarke, L. B. y Sloss, L. L. (1992). «Trace elements - emissions from coal combustion and gasification».
- 129 Maier, H.; Dahl, P.; Gutberlet, H. y Dieckmann, A. (1992). «Schwermetalle in kohlebefeuerten Kraftwerken», VGB Kraftwerkstechnik.
- 130 Rentz, O.; Veaux, C. y Karl, U. (1996). «Ermittlung der Schwermetallemissionen aus stationären Anlagen in Baden-Württemberg und im Elsaß, hier: Feuerungsanlagen, Projekt Europäisches Forschungszentrum für Maßnahmen zur Luftreinhaltung (PEF), PEF 4 94 001».
- 131 Rentz, O. y Martel, C. (1998). «Analyse der Schwermetallströme in Steinkohlefeuerungen unter besonderer Berücksichtigung des Betriebszustandes der Anlage, Forschungsbericht».
- 133 Strömberg, L. (2001). «Discussion on the potential and cost of different CO₂ emission options in Europe», VGB PowerTech.
- 134 Hourfar, D. (2001). «Efficiency and capacity potentials in existing power plants», VGB PowerTech.
- 135 Alstom Power (2002). «NID state-of-the-art dry FGD technology».
- 136 Fortum (2002). «RI-Jet low NO_x burners».
-

- 137 Elsen; Blumenthal; Götte; Kamm y Kossak (2001). «Planung und Bau der Pilot-trocknungsanlage Niederaußem», VGB PowerTech.
- 138 Sandscheper, A. (2001). «Experience gained during the manufacture and installation of a corrosion-protected heat pipe heat displacement system around the FGD unit in the Maritsa East power station», VGB PowerTech.
- 139 MATE (2001). «Hot-type, or ignifluid, fluidised-bed technology», Ministerio de Ordenación Territorial y Medio Ambiente de Francia.
- 140 NWS (2000). «Altbach/Deizisau Kraftwerksstandort mit Zukunft», Neckarwerke Stuttgart AG.
- 141 Benesch (2001). «Planning new coal-fired power plants», VGB PowerTech.
- 142 Schmidt, W. y Dietl, R. (1999). «Technischer Großversuch zur Mitverbrennung von Biomasse in einem Braunkohlekraftwerk», VGB Kraftwerkstechnik.
- 143 Kindler, W.; Ehrenstraßer, H. y Schmidt, W. (2000). «Altholzmitverbrennung in einem Braunkohlekraftwerk, Tagungsband zum VGB-Kongress Kraftwerke 2000.
- 144 CBT (1998). «CHP and Power Plants. Straw for energy production».
- 145 Sander, B. (2000). «Emissions, corrosion and alkali chemistry in straw-fired combined heat and power plants» 1st world conference on biomass for energy and industry.
- 146 UFIP (2001). «Meilleures Techniques Disponibles. Combustibles Liquides et Installations de Combustion de Petites et Moyennes Puissances», Unión Francesa de Industrias Petroleras.
- 147 Wärtsilä NSD (2001). «Engine driven power plants».
- 148 Euromot (2002). «Background paper on measured emission levels of liquid fuel -fired engines».
- 149 Wärtsilä NSD (2001). «Natural gas-fired engine power plant mobile».
- 150 Marathon OIL (2000), comunicación personal.
- 153 Nieminen; Palonen y Kivelä (1999). «Circulating fluidised bed gasifier for biomass», VGB PoerTech.

-
- 154 Maier; Waldhauser; Triebel y Buck (1999). «Auswirkungen der versuchsweisen Mitverbrennung von thermisch getrocknetem Klärschlamm in einem Steinkohlekraftwerk», VGB Kraftwerkstechnik.
- 155 Buck y Triebel (2000). «Betriebserfahrung bei der Mitverbrennung von Klärschlämmen im Steinkohlekraftwerk Heilbronn», VGB Kraftwerkstechnik.
- 157 Rentz, O. y Sasse, K. (2000). «Analyse der künftigen Entsorgung kommunaler Klärschlämme in Baden-Württemberg durch Mitverbrennung, Projekt Wasser-Abfall-Boden (PWAB) Baden-Württemberg», Ulsruhe GmbH.
- 158 Wirling, J.; Schiffer, H.-P. y Merzbach, F. (2000). «Adsorptive Abgasreinigung bei der Mitverbrennung von Klärschlamm in einem braunkohlebefeuerten Industriekraftwerk», VGB Kraftwerkstechnik.
- 159 Thomé-Kozminsky, K.-J. (1998). «Klärschlamm Entsorgung, (Enzyklopädie der Kreislaufwirtschaft)».
- 160 Rentz, O.; Sasse, H.; Karl, U.; Schleef, H.-J. y Dorn, R. (1996). «Emission control at stationary sources in the federal republic of Germany, Volume II, Heavy metal emission control».
- 161 Joisten, M.; Klatt, A.; Römisch, H. y Sigling, R. «Gas Turbine SCR using SINO_x SCR Catalysts Meeting Power Generation and Environmental Needs».
- 162 Notter, W.; Gottschalk, J. y Klitzke, O. (2002). «Rauchgasreinigung bei Biomassekraftwerken», Umwelt Magazin.
- 163 Müller-Kirchenbauer, J. (2001). «Status and Development of the Power Plant Industry in China and India», VGB PowerTech.
- 164 Lenk, U. y Voigtländer, P. (2001). «Use of Different Fuels in Gas Turbines», VGB PowerTech.
- 165 NWS (2001). «Kraftwerk Altbach, Das Heizkraftwerk», Neckarwerke Stuttgart AG,.
- 166 Müller-Kirchenbauer, J. (1999). «Technologietransfer und Importbedarf für die Errichtung fortschrittlicher fossil befeuerter Kraftwerke in China und Indien und Resultierende Rückwirkungen auf die Ursprungsländer».
- 167 Rigby, A.; Klatt, A.; Libuda, T. y Züribig, J. (2001). «SCR: The most effective technology for NO_x reduction in large combustion plants» NO_xCONF: International Conference on Industrial Atmospheric Pollution.
-

- 168 US EPA (1997). «Mercury study, report to congress, Volume VIII An Evaluation of Mercury Control Technologies and Costs», EPR -452/R-97-010.
- 169 Schaltegger, S. y Wagner, M. (2002). «Umweltmanagement in deutschen Unternehmen - der aktuelle Stand der Praxis».
- 170 UNI/ASU (1997). «Umweltmanagementbefragung - Öko-Audit in der mittelständischen Praxis - Evaluierung und Ansätze für eine Effizienzsteigerung von Umweltmanagementsystemen in der Praxis», Unternehmerinstitut/Arbeitsgemeinschaft Selbständiger Unternehmer.
- 171 UNECE (2002). «Control of Mercury Emissions From Coal-fired Electric Utility Boilers. Note prepared by the secretariat based on information provided by the US delegation», Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa.
- 172 Garcia-Mallol, J. A.; Kukoski, A. E. y Winkin, J. P. (1999). .
- 173 Garcia-Mallol, J. A.; McCarthy, K.; Fernandez, J.; Otero Ventin, P. et ál. (2000). .
- 174 Garcia-Mallol, J. A.; Simmerman, R. N. y Eberle, J. S. (2002). .
- 175 Petek, J. (2002). «Optimisation Software».
- 176 Cañadas, L. et ál. (2001). «Heat-rate and NO_x optimisation in coal boilers using an advanced in-furnace monitoring system» Combined Power Plant Air Pollutant Control Symposium (the Megasymposium), .
- 177 Rodríguez, F. et ál. (2002). «OPTICOM: Advanced Automatic Monitoring System of Local Combustion Conditions for Improving Boiler Performance in PC Power plants» UK Meeting on Coal Research and its Applications.
- 178 ECSC (2001). «Application of Advanced Modelling Techniques for Coal Utilisation Processes. Furnace Monitoring System to Improve Combustion and Boiler Efficiency (OPTICOM) at Unit 3 of Compostilla Power Station,», ECSC, Contract 7220-ED/096 informe final.
- 179 Lehmann, B.; Nothdurft, R.; Sailer, W.; Strauß, J. H. y K., G. I. (2000). «Ausführung, Werkstoffkonzepte und Qualitätssicherung der Rauchgasentschwefelungsanlage des Heizkraftwerks 2 im Kraftwerk Altbach Deizau der Neckarwerke Stuttgart AG», VGB Kraftwerkstechnik.
- 180 Baukal, C. E. y Schwarz, R. E. (2001). «The John Zink Combustion Handbook».

-
- 181 Ceramics GmbH (2002). «SCR Experiences on Marine Diesel Engines - A clean fast ferry» Ship Propulsion Conference.
- 182 OSEC (1999). «Cost Analysis of NO_x Control Alternatives for Stationary Gas Turbines Contract No. DE-FC02-97CHIO877», Onsite Sycom Energy Corporation.
- 183 Calepa (1999). «Guidance for Power Plant Siting and Best Available Control Technology», Estado de California, EE. UU.
- 184 Krishnan, R. (2002). «Low NO_x emissions achieved in Southern California», Diesel & Gas Turbine Worldwide.
- 185 Smith, D. J. (1995). «Combined cycle gas turbines: The technology of choice for new power plants», Power Engineering International.
- 186 Eurostat (2001). «Combined heat and power production (CHP) in the EU-Summary of statistics 1994 - 1998».
- 187 Eurostat (2002). «Combined heat and power production (CHP) in the EU-Summary of statistics 1994 - 1998», Cogeneration and On-site Power Production.
- 189 Caldwell, D. (2001). «ISCA SO_x NO_x Hg control technology», comunicación personal.
- 190 Davis, L. B. y Black, S. H. (2000). «Dry low NO_x combustion systems for GE heavy-duty gas turbines», GER-3568G.
- 191 GE (2002). «GE gas turbine. Particulate emissions», GE Power Systems.
- 192 GTT (2003). «Comments from TWG to the second draft of LCP BREF».
- 193 CE (2001). «European pollution emission register», Agencia Europea de Medio Ambiente.
- 194 CE (2002). «Reglamento (CE) n° 761/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de marzo de 2001, por el que se permite que las organizaciones se adhieran con carácter voluntario a un sistema comunitario de gestión y auditoría medioambientales (EMAS)», OJ L 114, 24/4/2001, http://europa.eu.int/comm/environment/emas/index_en.htm) and (EN ISO 14001:1996, <http://www.iso.ch/iso/en/iso9000-14000/iso14000/iso14000index.html>; <http://www.tc207.org>).
- 195 Polonia (2001). «Information provided by Poland and the Polish power generating industry».
-

- 196 ASME «A combustion test facility for testing low NO_x combustion systems», Artículo ASME, GT2002-30446.
- 197 ASME «Reduction of NO_x and CO to below 2 ppm in a diffusion flame -», Artículo ASME, GT2003-38208.
- 198 ASME «The chronological development of the Cheng cycle steam injected Gas turbine during the past 25 years -», Artículo ASME, GT-2002-30119.
- 199 Cheng (1997). «The New LM2500 Cheng cycle for power generation and co-generation - www.chengpower.com», Energy Conversion Management, 38, pp. no 15-17.
- 200 Southern Research Institute (2000). «ANR Pipeline Company Parametric Emission Monitoring Systems (PEMS)», Informe de Verificación Tecnológica Medio Ambiental, Centro de Verificación Tecnológica de los Gases de Efecto invernadero, SRI/USEPA-GHG-VR-05, Junio 2000.
- 201 Macak III, J. (1996). «The pros and cons of predictive, parametric, and alternative emissions monitoring systems for regulatory compliance,» Conferencia de la asociación de gestión de residuos y aire, 96-WP92.02,.
- 202 Lefebvre, A. H. (1998). «Gas turbine combustion», Edwards Brothers, Ann Arbor, MI, ISBN 1-56032-673-5.
- 203 EPA, U. (2002). «http://www.access.gpo.gov/nara/cfr/waisidx_00/40cfr75_00.html», Agencia de Protección del Medio Ambiente de los EE. UU. (EPA).
- 204 The Cadmus Group, I. (2000). «Second draft Task 4 PEMS Inventory», The Cadmus Group, INC, Technical Memorandum, Mayo 2000.
- 205 Tronci, S.; Baratti, R. y Servida, A. (2002). «Monitoring pollutant emissions in a 4,8 MW power plant through neural network», Neurocomputing, 43, pp. 3-15.
- 206 Pavilion (2003). «<http://www.pavtech.com>», Pavilion Technologies.
- 207 Underbakke, H. y Jakobsen, J. «Energy optimisation and reduction of CO₂ emissions on the North Sea Sleipner gas production platform», Statoil, ASME 2000-GT-348.

GLOSARIO

TÉRMINOS GENERALES Y SUSTANCIAS

TÉRMINO	SIGNIFICADO
ácido	donante de protones. Una sustancia que, con mayor o menor facilidad, libera iones de hidrógeno en una solución acuosa.
proceso de lodos activados	un proceso de tratamiento de aguas residuales mediante el cual las bacterias que se alimentan de residuos orgánicos circulan de manera continua y se ponen en contacto con los residuos orgánicos en presencia de oxígeno para aumentar la velocidad de descomposición.
oxigenación	el acto de mezclar un líquido con aire (oxígeno).
base	aceptador de protones. Una sustancia que, con mayor o menor facilidad, capta los iones de hidrógeno existentes en una solución acuosa.
anaeróbico	proceso biológico que se produce en ausencia de oxígeno.
biodegradable	que se puede descomponer físicamente o químicamente por microorganismos. Por ejemplo, muchas sustancias químicas, restos de comida, algodón, lana y el papel son materiales biodegradables.
ciclo de Brayton	véase el anexo 10.1.3.
ciclo de Carnot	véase el anexo 10.1.1.5.
ciclo de Cheng	véase el apartado 7.1.6
planta Claus	unidad de recuperación de azufre. Para obtener más información consulte el BREF sobre refinerías.
efectos cruzados	cálculo de los impactos ambientales debidos a las emisiones de agua/aire/fangos, al uso energético, al consumo de materias primas, al ruido y a la extracción del agua (es decir, todo aquello exigido por la Directiva IPPC).
emisión difusa	emisiones provocadas por el contacto directo de las sustancias polvorientas ligeras o volátiles con el entorno (la atmósfera, en circunstancias operativas normales). Estas emisiones pueden ser el resultado de: <ul style="list-style-type: none"> • el propio diseño del equipo (por ejemplo, filtros, secadores, etc.) • condiciones de funcionamiento (por ejemplo, durante la transferencia de materiales entre contenedores) • tipo de operación (por ejemplo, actividades de mantenimiento) • por una liberación gradual a otro medio (por ejemplo, al agua de refrigeración o al agua residual). Las emisiones fugitivas son un subconjunto de las emisiones difusas.
fuentes difusas	fuentes de emisiones difusas o directas similares que son múltiples y que se encuentran distribuidas dentro de un área definida.
dolomita	tipo de caliza, cuya fracción de carbonato está dominado por el mineral dolomita, carbonato cálcico de magnesio, $\text{CaMg}(\text{CO}_3)$.

MTD Grandes Instalaciones de Combustión

TÉRMINO	SIGNIFICADO
efluente	fluido físico (aire o agua junto con contaminantes) que forma una emisión
técnicas emergentes	nombre de un capítulo presente en los BREF
emisión	liberación directa o indirecta de sustancias, vibraciones, calor o ruido de fuentes difusas o individuales en la instalación al aire, agua o tierra
niveles de emisión y consumo asociados con el uso de MTD	véase la introducción genérica a los apartados de MTD
valores límites de las emisiones	la masa, expresada en términos de ciertos parámetros específicos, concentración o nivel de emisión, que no se puede exceder durante uno o más periodos de tiempo.
técnica de final de línea	una técnica que reduce las emisiones o consumos finales mediante algún proceso adicional pero que no modifica el funcionamiento básico del proceso central. Sinónimos : «técnica secundaria», «técnica de disminución». Antónimos: «técnica de procesos integrados», «técnica principal» (una técnica que de alguna forma cambia la manera en que los procesos centrales funcionan y reduce los consumos y las emisiones brutas).
instalación existente	cualquier instalación en funcionamiento o, de acuerdo con la legislación existente antes de la fecha en que la Directiva entró en vigor, cualquier instalación autorizada o, desde el punto de vista de la autoridad competente, el asunto de una solicitud plena de autorización, suponiendo que dicha instalación haya entrado en funcionamiento no más tarde que un año después de la fecha en la que la Directiva IPPC entró en vigor.
emisión fugitiva	emisión provocada por un equipo no estanco/fuga: emisión al medio ambiente provocada por una pérdida gradual de la estanqueidad de una pieza del equipo diseñada para contener un fluido encerrado (gas o líquido), básicamente causada por una diferencia de presión y su escape resultante. Ejemplos de emisiones fugitivas son: escape desde una cámara, bomba, equipo sellado o estanco, etc.
inmisión	incidente y nivel de sustancia contaminante, olor o ruido en el medio ambiente.
instalación	unidad técnica fija en la que se realizan una o más de las actividades enumeradas en el anexo 1 de la Directiva IPPC y cualquier otra actividad asociada directamente que tenga una conexión técnica con las actividades ejecutadas en dicho sitio y que puedan tener algún efecto en las emisiones o en la contaminación.
Lurgi CFB	proceso particular de reducción de SO _x y NO _x .
control	proceso cuya intención es evaluar o determinar el valor real y las variaciones de una emisión o de otro parámetro, basándose en procedimientos de vigilancia sistemática, periódica o puntual, inspección, muestreo y medida o en otros métodos de evaluación cuyo fin es proporcionar información sobre las cantidades emitidas o sobre las tendencias para los contaminantes emitidos.
efectos multimedia	véase efectos cruzados.

TÉRMINO	SIGNIFICADO
naftanos	hidrocarburos que contienen uno o más anillos saturados de 5 o 6 átomos de carbono en sus moléculas, a los que se unen ramas de tipo parafina (adjetivo: naftánico).
operador	cualquier persona física o jurídica que maneja o controla la instalación o, siempre que esté contemplado en la legislación nacional, sobre quien se ha delegado un poder económico decisivo sobre el funcionamiento técnico de la instalación.
ciclo de Otto	motor de cuatro tiempos.
contaminante	sustancia individual o grupo de sustancias que pueden dañar o afectar negativamente al medio ambiente.
técnica/medida primaria	una técnica que de alguna forma cambia la manera en la que el proceso central funciona reduciendo así las emisiones o consumos brutos (véase «técnica de final de línea»)
ciclo de Rankine	véase anexo 10.1.2.
técnica/medida secundaria	véase técnica de final de línea
emisión específica	emisión relacionada con una base de referencia, tal como la capacidad de producción o la producción real (por ejemplo, masa por tonelada o por unidad producida).
reserva energética disponible	excedente en la capacidad energética
programa Thermie	programa energético de la CE.

LISTA DE ABREVIATURAS

Abreviatura	Significado
AF	arco de fuego
AGR	recombustión avanzada del gas
AIE	Agencia Internacional de la Energía
ALFC	gasificador atmosférico en lecho fluidizado circulante
ANS	bajas emisiones de NO _x , por ejemplo quemador ANS
ANS	cámara de combustión de premezcla, seca y de baja emisión NO _x para las turbinas de gas.
AOX	compuestos halógenos orgánicos absorbibles. Concentración total en miligramos por litro, expresado como cloro de todos los compuestos halógenos (salvo flúor) presentes en una muestra de agua que pueden ser absorbidos mediante carbón activo.
API	Instituto Americano del Petróleo
ASTM	clasificación desarrollada en los EE. UU. para el carbón
BBF	quemador por etapas
BFG	gas de alto horno

MTD Grandes Instalaciones de Combustión

Abreviatura	Significado
BOOS	quemador fuera de servicio
BP	baja presión
BREF	documento de referencia sobre las MTD
BTEX	benceno, tolueno, etilbenceno, xileno
C	producción combinada de calor y electricidad (cogeneración)
CAP	carbón activo en polvo
CC	ciclo combinado
CCGI	ciclo combinado de gasificación integrada
CCLF	caldera de combustión de lecho fluidizado
CCP	combustión de carbón pulverizado
CCTG	ciclo combinado de turbina de gas
CEC	Comisión de la Energía de California
CEM	supervisión de la emisión continua
CFH	caldera de fondo húmedo
CFS	caldera de fondo seco
CIS	países de la extinta Unión Soviética
CLF	combustión en lecho fluidizado
CLFA	combustión en lecho fluidizado atmosférico
CLFB	combustión en lecho fluidizado burbujeante
CLFC	combustión en lecho fluidizado circulante
CLFP	combustión en lecho fluidizado a presión
COP	compuestos orgánicos persistentes
COV	compuestos orgánicos volátiles
COVNM	compuestos orgánicos volátiles no metánicos
CP	combustión en parrilla
CS	combustible secundario
DBO	demanda bioquímica de oxígeno: cantidad de oxígeno disuelto requerido por los microorganismos con el fin de descomponer la materia orgánica. La unidad de medida es mg O ₂ /l. En Europa, la DBO suele medirse una vez transcurrido 3 (DBO ₃), 5 (DBO ₅) o 7 (DBO ₇) días.
DC	doble combustible
DENOX	eliminación de nitrógeno
DESONOX	una determinada técnica de reducción de SO _X y NO _X
DESOX	técnica de eliminación de azufre
DGC	(desulfuración de los gases de combustión) eliminación del azufre de los gases de combustión
DH	calefacción de distrito

Abreviatura	Significado
DLE	cámara de combustión de premezcla, seca y de baja emisión para las turbinas de gas
DQO	demanda química de oxígeno: la cantidad de dicromato de potasio, expresado como oxígeno, que se necesita para oxidar químicamente a unos 150 °C, las sustancias contenidas en el agua residual.
DS/ds	contenidos sólidos secos. La masa de material que queda después de su secado utilizando métodos estándares de prueba.
DSA	Absorbedor secador atomizador
EDTA	ácido tetraacético etilendiamida
EIPPCB	Oficina Europea de IPPC
EMAS	sistema comunitario de gestión y auditoría ambientales
EOP	final de línea
EOR	recuperación mejorada del aceite
EOX	halógenos orgánicos extraíbles
EP	enfriamiento por pulverización
EPER	Registro Europeo de Emisiones Contaminantes
EUF	factor de utilización de la energía
EUR	euro: unidad monetaria común en varios países de la UE-15
FEGT	temperatura de los gases de salida del horno
FGC	limpieza de los gases de combustión
FGR	recombustión de los gases de combustión
FRB	clasificación para el carbón desarrollada en GB
FT	filtro de tela
FTL	filtro de tela para limpieza
GIC	gran instalación de combustión
GPL	gas de petróleo licuado
GRP	plástico reforzado con vidrio
GTT	grupo de trabajo técnico
GV	generador de vapor
GVRC	generador de vapor para recuperación de calor
HAP	hidrocarburos aromáticos policíclicos
HCNQ	hidrocarburos no quemados
HFO	fuelóleo pesado
HP	alta presión
I+D	investigación y desarrollo
IDA	Inyección directa de agua
IDS	inyección directa de sorbente

MTD Grandes Instalaciones de Combustión

Abreviatura	Significado
IEF	Foro de intercambio de información (organismo de consulta informal en el marco de la Directiva IPPC).
Índice de mol- turabilidad Hardgrove (HGI)	número usado para definir la dureza del carbón.
IPC	ley de control de contaminación integrada de GB
IPP	productores independientes de energía
IPPC	prevención y control integrados de la contaminación
IR	incineración de residuos (normalmente hace referencia al BREF sobre IR)
I-TEQ	unidad de concentración de dioxinas basada en aspectos de toxicidad
IV	índice de viscosidad
JBR	reactor de burbujas a chorro
JRC	Centro de Investigación Conjunta
LFB	lecho fluidizado burbujeante
LFC	lecho fluidizado circulante
LFO	combustible ligero (más ligero que el HFO)
LIMB	quemador multietapa de inyección de caliza
LNB	quemador de bajas emisiones de NO _x
LOI	pérdida por calcinación
LVOC	compuestos químicos orgánicos de gran volumen (BREF)
MCR	residuo de micro carbono
MDF	tablero de fibra de densidad media
MEA	monoetanolamina
MIE	Mercado interno de electricidad (Directiva (96/92/CE)
MMBtu	Millón de Btu (unidad térmica británica)
MP	presión media
MP	medidas primarias
MS/ms	materia seca
MTD	mejores técnicas disponibles
n.a. – n.d.	no aplicable - no disponible (dependiendo del contexto).
n.d.	no disponible
NMHC	hidrocarburos no metánicos
NOXSO	técnica combinada para la reducción del NO _x y SO _x . más información en el apartado 3.5.1.2
NU CEPE (UNECE en inglés)	Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas
OECD	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico

Abreviatura	Significado
OFA	aire de sobrefuego
PCB	bencenos policlorados
PCC	productos de la combustión del carbón
PCDD	policlorados-dibenzoato-dioxinas
PCDF	policlorados-dibenzoato-furanos
PCG	potencial de calentamiento global
PCI	poder calorífico inferior
PCS	poder calorífico superior
PE	precipitador electrostático
PI	proceso integrado
PIB	producto interior bruto
PM (PM ₁₀ y PM _{2.5})	partícula
POM	partícula orgánica
PRV	valor de reducción de la presión
PSA	adsorción por oscilación de la presión
PTAR	planta de tratamiento de aguas residuales
Pyme	pequeña y mediana empresa
QF	factores de calidad
quemador DS	quemador con combustión en doble remolino
RCS	reducción catalítica selectiva
RDF	combustible derivado de desechos
REF	combustible recuperado
RGS	recirculación de los gases de salida
RNCS	reducción no catalítica selectiva del NO _x
sac	sin agua ni cenizas
SCONOX	proceso particular de reducción de NO _x para las turbinas de gas
SCSE	sistema de supervisión de la emisión continua
SD	deshidratador de aspersion
SDS	Lavador secador atomizador
SE	salida de energía
SGA	sistema de gestión ambiental
SNRB	Técnica de reducción combinada SO _x -NO _x proceso ROX-Box
SPME	sistema paramétrico de modelización de emisiones
SRU	unidad de recuperación de azufre
SS	sólidos en suspensión
ssc	seco y sin cenizas

MTD Grandes Instalaciones de Combustión

Abreviatura	Significado
ST	sólidos totales
STIG	gas inyectado de vapor
SWTP	planta de tratamiento de agua marina
TAH	turbina de aire humidificada
TAHC	turbina de aire humidificada en cascada
TDS	total de sólidos disueltos
TEF	factor de equivalencia tóxica
TEQ	cantidad tóxica equivalente
TG	turbina de gas
TGCC	turbina de gas de ciclo combinado
TOPHAT	turbina de aire humidificado en la que el aire se inyecta en el compresor
TR	tratamiento de residuos (normalmente hace referencia al BREF sobre TR)
TSA	adsorción por oscilación térmica
TSS	total sólidos en suspensión
UE-15	15 Estados miembros de la Unión Europea
ULNTF	combustión tangencial con valores ultrabajos de NO _x
USEPA	Agencia para la Protección del Medio Ambiente de los Estados Unidos
VGB	Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber
VLE	valor límite de emisiones
WHB	caldera de recuperación de calor
WHRU	unidad de recuperación del calor residual
WS	remolino de turbulencias
WSA SNOX	proceso específico de reducción de SO _x y NO _x

LISTA DE PAÍSES Y MONEDAS

(Situación a 26.6.2002)

LISTA DE ESTADOS MIEMBROS

Nombre corto	Nombre completo	Abreviatura ¹	Moneda ²	Código ISO ³ de la moneda
Austria	República de Austria	A	euro	EUR
Bélgica	Reino de Bélgica	B	euro	EUR
Chipre	República de Chipre	CY	libra (chipriota)	CYP
Chequia	República Checa	CZ	corona (checa)	CZK
Estonia	República de Estonia	EE	corona (estonia)	EEK
Alemania	República Federal de Alemania	D	euro	EUR
Dinamarca	Reino de Dinamarca	DK	corona (danesa)	DKK
España	Reino de España	E	euro	EUR
Grecia	República Helénica	EL	euro	EUR
Francia	República Francesa	F	euro	EUR
Finlandia	República de Finlandia	FIN	euro	EUR
Hungría	República de Hungría	HU	forint	HUF
Italia	República Italiana	I	euro	EUR
Irlanda	Irlanda	IRL	euro	EUR
Letonia	República de Letonia	LV	lats (pl. lati)	LVL
Lituania	República de Lituania	LT	litas (pl. litai)	LTL
Luxemburgo	Gran Ducado de Luxemburgo	L	euro	EUR
Malta	República de Malta	MT	lira (maltesa)	MTL
Países Bajos	Reino de los Países Bajos	NL	euro	EUR
Polonia	República de Polonia	PL	zloty	PLN
Portugal	República Portuguesa	P	euro	EUR
Eslovaquia	República Eslovaca	SK	corona (eslovaca)	SKK
Eslovenia	República de Eslovenia	SI	tólar	SIT
Suecia	Reino de Suecia	S	corona (sueca)	SEK
Reino Unido	Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte	UK	libra (esterlina)	GBP

Nombre corto	Nombre completo	Abreviatura ¹	Moneda ²	Código ISO ³ de la moneda
--------------	-----------------	--------------------------	---------------------	--------------------------------------

1. En BREF, se listan los Estados miembros en orden alfabético según el nombre en la lengua de cada país, utilizando las abreviaturas decididas por las representaciones permanentes

2. Monedas antiguas (preeuro):

- Austria – chelín austriaco (ATS)
- Bélgica – franco belga (BEF)
- Alemania – marco alemán (DEM)
- España - peseta española (ESP)
- Grecia – dracma griego, pl drachmae (GRD)
- Francia – franco francés (FRF)
- Finlandia – markka finlandés, pl. markkaa (FIM)
- Italia – lira italiana, pl. liras (ITL)
- Irlanda – libra irlandesa (punt) (IEP)
- Luxemburgo – franco luxemburgués (LUF)
- Portugal – escudo portugués (PTE)

3. ISO 4217, tal y como recomienda la Secretaría General (SEC(96) 1820).

PAÍSES CANDIDATOS A LA AMPLIACIÓN DE LA UE

Nombre corto	Nombre completo	Código ISO ¹ del país	Moneda	Código ISO ² de la moneda
Bulgaria	República de Bulgaria	BG	lev (pl. leva)	BGN
Rumanía	Rumanía	RO	leu rumano (pl. lei)	ROL
Turquía	República de Turquía	TR	lira turca	TRL

OTROS PAÍSES

Nombre corto	Nombre completo	Código ISO ¹ del país	Moneda	Código ISO ² de la moneda
Australia	Commonwealth de Australia	AU	dólar (australiano)	AUD
Canadá	Canadá	CA	dólar (canadiense)	CAD
Islandia	República de Islandia	IS	corona Islandesa	ISK
Japón	Japón	JP	yen	JPY
Nueva Zelanda	Nueva Zelanda	NZ	dólar (neozelandés)	NZD
Noruega	Reino de Noruega	NO	corona (noruega)	NOK
Rusia	Federación de Rusia	RU	rublo (ruso)	RUB; RUR
Suiza	Confederación Suiza	CH	franco (suizo)	CHF
Estados Unidos	Estados Unidos de América	US	dólar (estadounidense)	USD

1. ISO 3166

2. ISO 4217

Podrá encontrar la lista completa (de todos los países) en la *Guía de Estilo Interinstitucional* en

<http://eur-op.eu.int/code/en/en-5000500.htm>

UNIDADES COMUNES, MEDIDAS Y SÍMBOLOS

TÉRMINO	SIGNIFICADO
atm	atmósfera normal (1 atm = 101.325 N/m ²)
bar	bar (1,013 bar = 1 atm)
Bq	becquerel (s-1) – actividad de un radioisótopo
°C	grado Celsius
cm	centímetro
cSt	centistokes = 10 ⁻² stokes
d	día
g	gramo
GJ	gigajulio
GW	gigawatio
GWh	gigawatio hora. Véase también TWh, MWh, kWh
GWh _e	gigawatio hora eléctrico. Véase también TWhe, MWhe, kWh _e
Hz	hercio
h	hora
J	julio
K	kelvin (0 °C = 273,15 K)
kcal	kilocaloría (1 kcal = 4,19 kJ)
kg	kilogramo
kJ	kilojulio (1 kJ = 0,24 jkcal)
kPa	kilopascal
kt	kilotonelada
kWh	kilowatio-hora (1 kWh = 3.600 kJ = 3,6 MJ)
l	litro
m	metro
m ²	metro cuadrado
m ³	metro cúbico
mg	miligramo (1 mg = 10 ⁻³ gramos)
MJ	megajulio (1 MJ = 1.000 kJ = 106 julios)

TÉRMINO	SIGNIFICADO
mm	milímetro (1 mm = 10 ⁻³ m)
m/min	metros por minuto
Mt	megatonelada (1 Mt = 10 ⁶ toneladas)
MW _e	megawatio eléctrico (energía)
MW _{th}	megawatio térmico (energía)
ng	nanogramo (1 ng = 10 ⁻⁹ gramos)
Nm ³	metro cúbico normal (101,325 kPa, 273 K)
Pa	pascal
ppb	partes por billón
ppm	partes por millón (por peso)
ppmvs	partes por millón en volumen para gases secos
°R	grado rankine
s	segundo
t	tonelada métrica (1.000 kg o 10 ⁶ g)
T-s	temperatura – entropía
t/año	tonelada(s) por año
V	voltio
% en volumen	porcentaje por volumen. (También % v/v)
% en peso	porcentaje por peso. (También % w/w)
año	año
~	alrededor, más o menos
ΔT	diferencia de temperatura (incremento)
μm	micra (1 μm = 10 ⁻⁶ m)

LISTA DE ELEMENTOS QUÍMICOS

NOMBRE	SÍMBOLO	NOMBRE	SÍMBOLO
antimonio	Sb	praseodimio	Pr
arsénico	As	prometio	Mp
ástato	At	protactinio	Pa
bario	Ba	radio	Ra
berilio	Be	radón	Rn
boro	B	renio	Re
bromo	Br	rodio	Rh
cadmio	Cd	rubidio	Rb
calcio	Ca	rutenio	Ru
carbono	C	rutherfordio	Rf
cloro	Cl	samario	Sm
cromo	Cr	escandio	Sc
cobalto	Co	selenio	Se
cobre	Cu	silicio	Si
flúor	F	plata	Ag
helio	He	sodio	Na
hidrógeno	H	estroncio	Sr
iodo	I	azufre	S
hierro	Fe	tantalio	Ta
plomo	Pb	tecnecio	Tc
magnesio	Mg	teluro	Te
manganeso	Mn	terbio	Tb
neón	Ne	talio	Tl
níquel	Ni	torio	Th
niobio	Nb	tulio	Tm
nitrógeno	N	estaño	Sn
nobelio	No	titanio	Ti
osmio	Os	tungsteno	W
oxígeno	O	uranio	U
paladio	Pd	vanadio	V
fósforo	P	xenón	Xe
platino	Pt	iterbio	Yb
plutonio	Pu	itrio	Y
polonio	Po	cinc	Zn
potasio	K	circonio	Zr

PREFIJOS DE LAS UNIDADES DEL SI

Símbolo	Prefijo	Término	Número
E	exa	10^{18}	1.000.000.000.000.000.000
P	peta	10^{15}	1.000.000.000.000.000
T	tera	10^{12}	1.000.000.000.000
G	giga	10^9	1.000.000.000
M	mega	10^6	1.000.000
k	kilo	10^3	1.000
h	hecto	10^2	100
da	deca	10^1	10
-----	-----	1 unidad	1
d	deci	10^{-1}	0,1
c	centi	10^{-2}	0,01
m	milli	10^{-3}	0,001
μ	micro	10^{-6}	0,000 001
n	nano	10^{-9}	0,000 000 001
p	pico	10^{-12}	0,000 000 000 001

10. ANEXOS

10.1 Anexo 1: Principios de los ciclos de combustión y conceptos de eficacia

Para ayudar a la comprensión del BREF, este anexo proporciona una breve explicación de los principios y conceptos relacionados con los ciclos de combustión ya que ésta es la teoría sobre la que están basadas el diseño y las técnicas de las grandes instalaciones de combustión y la tecnología de las centrales eléctricas [54, Cortés y Plumed, 2000]. Si desea obtener información más detallada sobre la teoría de los ciclos termodinámicos de la combustión de combustibles fósiles y de la generación de energía, se recomienda que el lector consulte las siguientes referencias que han sido usadas como material de consulta para esta parte del documento [55, Çengel y Boles, 1994], [56, Rogers y Mayhew, 1967], [53, El-Wakil, 1984], [50, Korobitsyn, 1998], [58, Eurelectric, 2001], [80, Siemens, 2000], [49, Electrabel, 1996].

10.1.1 Anexo 2: Principios termodinámicos

10.1.1.1 PRIMERA LEY DE LA TERMODINÁMICA

La termodinámica es una rama de la física que estudia el concepto de energía y sus propiedades. Como suele ser habitual en la física, la termodinámica está basada en la inducción: las leyes que describen el comportamiento de la energía han sido formuladas sobre la base de la observación de la realidad. Éstas se denominan «leyes de la termodinámica».

Según la primera ley, la energía siempre se conserva; no puede ser creada ni destruida. La energía de un sistema que está sufriendo un cambio (proceso) podrá aumentar o disminuir por el intercambio con su entorno y podrá convertirse de un tipo a otro dentro de dicho sistema. Se trata, por lo tanto, de una simple ley de «contabilidad» que declara el intercambio y la capacidad de conversión de la energía y afirma que se tiene en cuenta todo tipo de energía cuando se produce un cambio. La primera ley no indica si las conversiones de la energía de una forma a otra se llevan a cabo, o no, de forma perfecta o si algunas de las formas se pueden convertir completamente en otras. Estas limitaciones se dejan para la segunda ley.

10.1.1.2 SEGUNDA LEY DE LA TERMODINÁMICA

Como se señaló en el apartado 10.1.1.1, la energía es una propiedad que se conserva y no se conoce ningún proceso que viole la primera ley de la termodinámica. Por lo tanto, resulta razonable concluir que un proceso debe cumplir siempre la primera ley. Sin embargo, tal y como se explica a continuación, satisfacer la primera ley no garantiza que un proceso termodinámico vaya a tener lugar.

Los procesos tienen lugar en una determinada dirección y no en sentido contrario. La primera ley no introduce ninguna restricción sobre la dirección del proceso pero satisfacer la primera ley no garantiza que el proceso ocurrirá realmente. Esta incompetencia de la primera ley a la hora de identificar si un proceso puede tener lugar, queda remediado al introducir otro principio general, la segunda ley de la termodinámica.

El empleo de la segunda ley de la termodinámica no se limita a identificar la dirección de los procesos. La segunda ley también garantiza que la energía no sólo tiene cantidad sino también calidad. La primera ley se preocupa de la cantidad de energía y de sus transformaciones desde una forma a otra con independencia de su calidad. Conservar la calidad de la energía es una preocupación importante para los ingenieros y la segunda ley proporciona los medios necesarios para determinar la calidad así como el grado de degradación de la energía durante un proceso.

Las afirmaciones anteriores sirven como punto de partida para la siguiente formulación de la segunda ley:

- la energía consta de dos componentes, una parte se puede convertir en cualquier otra forma de energía (denominada exergía) mientras que la otra parte no se puede convertir (denominada anergía);
- en cualquier proceso termodinámico real, parte de la exergía se convierte de manera irreversible en anergía.

10.1.1.3 ENTALPÍA Y ENTROPÍA

La entalpía representa la cantidad de energía que posee un sistema termodinámico y que puede transferir entre él y su entorno. Por ejemplo, en una reacción química, el cambio de entalpía del sistema es el calor de la reacción. En un cambio de fase, tal como de líquido a gas cuando se hierve agua en un generador de vapor, la entalpía del sistema es el calor de vaporización. En un simple cambio de temperatura, el cambio de entalpía con cada grado es la capacidad del sistema a presión constante. Matemáticamente, la entalpía (h) se identifica como $U + PV$, donde U es la energía interna, P es la presión y V es el volumen.

Rudolph Clausius fue el primero en introducir el término «entropía» en el año 1865. Observó que una cierta proporción de energía era constante en los ciclos de calor reversibles o ideales; denominaba ciclo a una serie de procesos que comienzan y terminan en el mismo estado y, de esta forma, se pueden repetir de manera indefinida o siempre que sea necesario. La relación fue el calor intercambiado a temperatura absoluta. Clausius decidió que la proporción conservada debe corresponder a una cantidad física real y la denominó «entropía».

Para un sistema cerrado, se puede definir la entropía como una medida cuantitativa de la cantidad de energía que no se puede utilizar para realizar un trabajo. Por ello, se trata de un tipo negativo de cantidad, opuesta a la energía disponible o, en otras palabras, una medida del desorden o de la aleatoriedad.

10.1.1.4 CONCEPTO DE REVERSIBILIDAD

Un proceso reversible se define como un proceso que se puede invertir sin dejar ninguna traza sobre su entorno. Es decir, tanto el sistema como su entorno volverán a recuperar sus estados iniciales al final del proceso reversible. Esto es posible sólo si el calor neto intercambiado y el trabajo neto intercambiado entre el sistema y su entorno es cero para todos los procesos combinados (original e inverso). Los procesos que no son reversibles se denominan «procesos irreversibles».

Hay que señalar que se puede restaurar un sistema a su estado inicial siguiendo un proceso termodinámico, con independencia de si el proceso es reversible o irreversible. Pero para el caso de los procesos reversibles, esta restauración se efectúa sin dejar ningún cambio neto sobre el entorno, mientras que para los procesos irreversibles, el entorno normalmente realiza algún trabajo sobre el sistema y, por lo tanto, no volverá a su estado original.

Los procesos reversibles no suelen ocurrir en la naturaleza. Son meras idealizaciones de los procesos reales. Los procesos reversibles se pueden contemplar como límites teóricos de los correspondientes procesos irreversibles. Algunos procesos termodinámicos son más irreversibles que otros. Es imposible tener un proceso reversible, pero es posible aproximarse al mismo. Cuanto más cerca nos aproximemos al proceso reversible, más trabajo tendrá que proporcionar un dispositivo productor de trabajo o menos trabajo será comunicado a un dispositivo consumidor de trabajo.

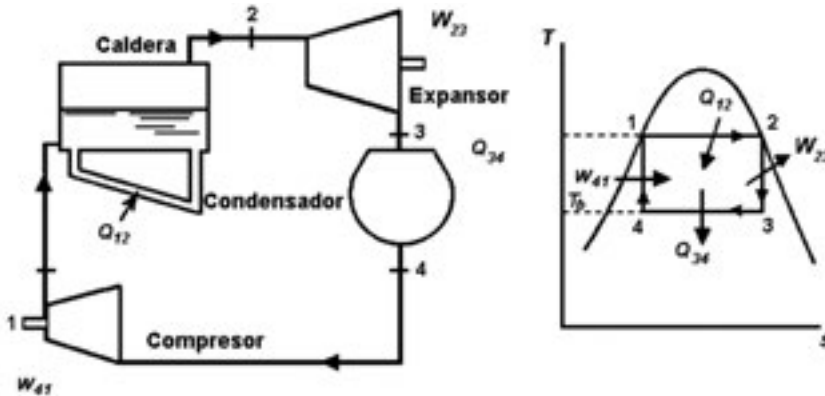
El concepto de proceso reversible conduce a la definición de la segunda ley de la termodinámica, el rendimiento de un proceso termodinámico relacionado con el grado de aproximación del correspondiente proceso reversible. Este concepto nos permite comparar el rendimiento de diferentes dispositivos que han sido diseñados para realizar la misma tarea en base de sus rendimientos. Cuanto mejor sea el diseño, menor será su grado de irreversibilidad y mayor será su rendimiento.

Los factores que hacen que un proceso sea irreversible se denominan «irreversibilidades». Entre ellos se incluyen el rozamiento, la expansión libre, la mezcla de dos gases, la transferencia de calor debida a una diferencia finita de temperatura, la resistencia eléctrica, las deformaciones no elásticas de los sólidos y las reacciones químicas. La presencia de cualquiera de estos efectos hace que un proceso sea irreversible. Un proceso reversible deberá estar libre de cualquiera de los factores anteriores.

10.1.1.5 EL CICLO IDEAL (CICLO DE CARNOT)

Sadi Carnot sugirió un ciclo ideal en el que el calor entra a una temperatura superior constante (T_a) y se expulsa a una temperatura inferior constante (T_b). Consta de dos procesos adiabáticos reversibles (no se intercambia calor con el medio ambiente circundante) (isoentrópico – la entropía no sufre ningún cambio). Cuando el fluido de trabajo se considera como agua, o vapor de agua, los dos procesos isotérmicos (sin cambio de temperatura) se obtienen fácilmente calentando y enfriando a presión y temperatura constantes cuando el fluido sea un vapor húmedo. En la Figura 10.1 se representa este ciclo utilizando un diagrama temperatura-entropía (T - s) para el vapor, a la vez que se le acompaña con un diagrama esquemático de la central.

Figura 10.1: Ciclo ideal de Carnot



En el ciclo de Carnot, el agua saturada en el estado 1 (1) se evapora en una caldera a presión constante para formar vapor saturado en estado 2 (2) con la adición de calor (Q_{12}). El vapor se expande posteriormente de manera isoentrópica hasta el estado 3 (3) realizando trabajo en una turbina o en un motor alternativo (W_{23}). Tras la expansión, el vapor se condensa parcialmente a presión constante mientras que se expulsa calor. La condensación se detiene en el estado 4 (4) donde $s_4 = s_1$. Finalmente, el vapor se comprime de manera isoentrópica en el compresor alternativo o rotatorio hasta alcanzar el estado 1 (1). El Ciclo de Carnot es el ciclo más eficiente que se puede ejecutar entre una fuente de energía térmica a tem-

peratura T_a y un sumidero a temperatura T_b . Su eficiencia térmica viene expresada por la siguiente fórmula:

$$\eta_{th,Carnot} = 1 - \frac{T_b}{T_a}$$

Las transferencias de calor isotérmico reversible son muy difíciles de lograr en la realidad porque requieren intercambios de calor muy lentos y estos procesos llevan mucho tiempo. Por lo tanto, no es práctico construir un motor que funcione siguiendo un ciclo que se aproxime bastante al ciclo de Carnot.

El valor real del Ciclo de Carnot es que constituye un estándar contra el cual se pueden comparar los demás ciclos ideales o reales. La eficiencia térmica del ciclo de Carnot es una función de la temperatura de la fuente y del sumidero y la relación con la eficiencia térmica correspondiente al ciclo de Carnot nos transfiere un importante mensaje que es aplicable a todos los ciclos.

La eficiencia térmica aumenta con un aumento de la temperatura media a la que se añade el calor al sistema o con una disminución de la temperatura media a la que se expulsa el calor del sistema.

La eficiencia térmica global de una central eléctrica se puede medir adecuadamente por la proporción de la energía latente del combustible que se convierte en trabajo mecánico útil. El rendimiento global se puede expresar como el producto de dos rendimientos:

- a. el rendimiento de la combustión, que expresa la proporción de energía latente contenida en el combustible que se transfiere como calor al fluido de trabajo
- b. el rendimiento del ciclo que expresa la proporción de este calor que se convierte en trabajo mecánico.

10.1.1.6 PROPIEDADES DEL VAPOR (VAPOR DE AGUA)

Un paso importante en el diseño del equipo que genera vapor y en la aplicación del ciclo de funcionamiento, ya sea para transferencia de energía o de calor o de ambas cosas, es establecer una información fiable sobre las propiedades del vapor. Las tablas del vapor que se utilizan en la actualidad son las «tablas de vapor ASME de 1967» que se basan en los acuerdos alcanzados en la «Sexta Conferencia Internacional sobre Propiedades del Vapor».

Las tablas de vapor incluyen los correspondientes valores de equilibrio presión-temperatura entre las fases líquida y gaseosa conocidas como «saturación». El vapor que se calienta más allá del punto de saturación a temperaturas más elevadas se denomina «vapor sobrecalentado». El agua que se enfría a temperaturas que estén por debajo de la saturación (agua subenfriada) se conoce como «agua

comprimida» en las tablas de vapor. Las propiedades asociadas con el rango comprendido entre el vapor sobrecalentado y el agua comprimida se muestra en las tablas de vapor, que también incluye propiedades intensivas tales como el volumen específico, la entalpía específica y la entropía específica para las temperaturas, presiones y estados (líquido o gaseoso) especificados. Las propiedades intensivas son aquellas que no dependen de la masa; también son independientes del tipo de proceso o de cualquier historia pasada. Son las propiedades termodinámicas y de estado que se necesitan para soluciones numéricas para el diseño y la resolución de problemas de rendimiento relacionados con el vapor para la transferencia de calor y la potencia. El significado especial de las importantes propiedades de la entalpía es una consecuencia de las leyes de la termodinámica.

Afortunadamente los problemas de ingeniería suelen estar relacionados con los cambios o diferencias en la entalpía y entropía y no suele ser necesario establecer un cero absoluto para estas propiedades incluso aunque este valor se pueda alcanzar en el caso de la entropía. Las tablas de vapor definen una energía y una entropía internas arbitrarias nulas (cero) para el estado líquido del agua en el punto triple que se corresponde a 273,16 K y una presión de vapor de 611,22 Pa. La entalpía del agua bajo estas condiciones es ligeramente positiva.

Por regla general, la industria utiliza 300 K y 101.353 Pa como el punto con entalpía cero del aire y de los productos de combustión, aunque esta práctica no tiene una amplia difusión en otros campos de ingeniería relacionados con este tema. Una referencia más general es la presión de una atmósfera (101.325 Pa) y temperatura de 25 °C (298,16 K). Estos valores se conocen como el punto de referencia estándar para listar los calores de formación de los compuestos a partir de sus elementos en sus estados estándar, calores latentes de cambios de fase, energía libre y otras cantidades termodinámicas importantes.

10.1.2 El ciclo de Rankine como ciclo estándar para las centrales eléctricas de vapor

Son dos las razones principales que explican por qué el ciclo de Carnot no se utiliza en la práctica. En primer lugar, porque presenta un bajo rendimiento de trabajo. En segundo lugar, debido a las dificultades prácticas asociadas con la compresión. Será difícil controlar el proceso de condensación para que se detenga justamente en la etapa 4 (4) (Figura 10.1) y, a continuación, llevar a cabo la compresión de un vapor muy húmedo de manera eficaz. El líquido tiende a separarse del vapor y el compresor tendrá que vérselas con una mezcla no homogénea. Además, el volumen del fluido es elevado y el compresor será comparable en tamaño y coste con la turbina. Por otro lado, resultará comparativamente sencillo condensar completamente el vapor y comprimir el líquido a la presión de la caldera utilizando una pequeña bomba de mano.

Se puede eliminar otra característica negativa, desde un punto de vista práctico, asociada con el ciclo de Carnot sin más que sobrecalentar el vapor contenido en la caldera, tal y como se muestra esquemáticamente en el diagrama T - s de la Figura 10.2. El ciclo resultante es el denominado ciclo de Rankine, que es el ciclo ideal para las centrales eléctricas de vapor. El ciclo ideal de Rankine no implica ninguna irreversibilidad interna y consta de los siguientes cuatro procesos:

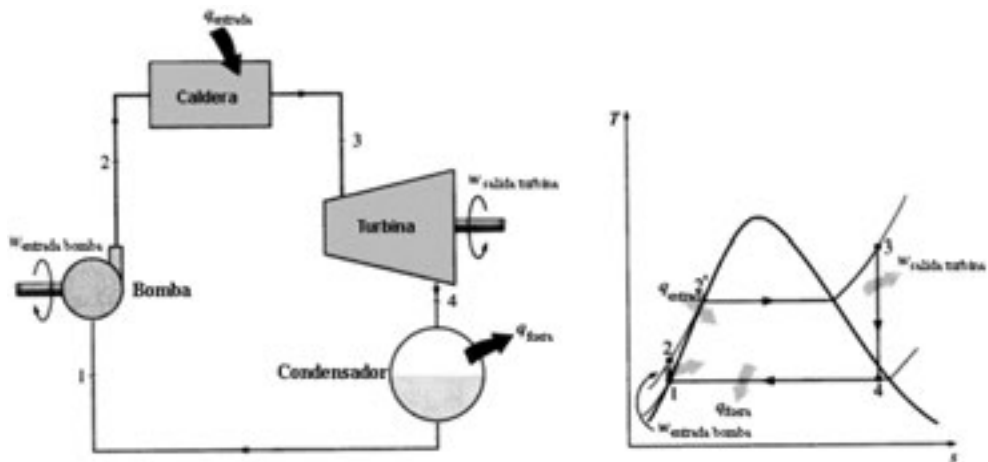
etapa 1 – etapa 2 (1–2) Compresión isoentrópica en una bomba

etapa 2 – etapa 3 (2–3) Adición de calor en una caldera a temperatura constante

etapa 3 – etapa 4 (3–4) Expansión isoentrópica en una turbina

etapa 4 – etapa 1 (4–1) Expulsión de calor en un condensador a presión constante

Figura 10.2: El ciclo ideal de Rankine



Resulta evidente, sin necesidad de realizar ningún cálculo, que el rendimiento de este ciclo va a ser inferior que el del ciclo de Carnot realizado entre las mismas temperaturas, debido a que todo el calor suministrado no se transfiere a la temperatura más elevada. Parte del calor se añade mientras la temperatura de trabajo del fluido varía entre los estados 2 (2) a 2' (2)'. También se concluye, comparando las áreas correspondientes a estos dos ciclos, que el trabajo neto extraído por kg de vapor es superior en el ciclo de Rankine.

10.1.2.1 EL CICLO DE RANKING EXTERNAMENTE IRREVERSIBLE

El ciclo real de la energía de vapor difiere con respecto al ciclo ideal de Rankine, tal y como se muestra en la Figura 10.3, debido a la irreversibilidad de varios de

los procesos. La fricción del fluido y las pérdidas de calor no deseadas hacia el entorno son las dos fuentes más frecuentes de irreversibilidades.

Figura 10.3: Desviación de un ciclo real de energía de vapor con respecto al ciclo ideal de Rankine



La fricción del fluido provoca la pérdida de presión en la caldera, el condensador y la tubería entre diversos componentes. Como consecuencia, el vapor abandona la caldera con una presión ligeramente inferior. Además, la presión en la entrada de la turbina es ligeramente inferior que a la salida de la caldera debido a la caída de presión en las tuberías de conexión. La caída de presión en el condensador suele ser muy pequeña. Para compensar estas caídas de presión, el agua debe ser bombeada a una presión más elevada de lo que el ciclo ideal requeriría. Esto implica la existencia de una bomba de mayor tamaño y una mayor entrada de trabajo a la bomba.

La otra fuente importante de irreversibilidad es la pérdida de calor desde el vapor al entorno ya que el vapor pasa por diversos componentes. Para mantener el mismo nivel de trabajo neto de salida, hay que transferir más calor al vapor contenido en la caldera para compensar estas pérdidas de calor no deseables. Como consecuencia, disminuirá el rendimiento del ciclo.

De particular importancia son las irreversibilidades que se producen dentro de la bomba y de la turbina. Como consecuencia de estas irreversibilidades, la bomba requiere una mayor entrada de trabajo mientras que la turbina producirá una menor salida de trabajo.

También habrá que considerar otros factores en el análisis de los ciclos reales de potencia de vapor. En los condensadores reales, por ejemplo, el líquido suele subenfriarse para evitar la aparición de ciertos fenómenos perjudiciales tales como la cavitación, la rápida vaporización y condensación del fluido en la parte de baja

presión del impulsor de la bomba, que podría llegar a destruirlo. Otras pérdidas pueden tener lugar en los engranajes entre las partes móviles como resultado del rozamiento. El vapor que se escapa durante el ciclo y el aire que entra en el condensador representan otras dos fuentes adicionales de pérdidas. Toda esta potencia que consumen los elementos auxiliares se tiene que tener en cuenta a la hora de evaluar el rendimiento de las centrales eléctricas actuales.

10.1.2.2 MEJORA DEL RENDIMIENTO DEL CICLO DE RANKINE

La idea básica que subyace tras todas las modificaciones cuyo objetivo es aumentar la eficiencia térmica del ciclo de potencia es la misma: aumentar la temperatura media a la que se transfiere el calor al fluido de trabajo dentro de la caldera o disminuir la temperatura media a la que se expulsa el calor desde el fluido de trabajo en el condensador. Es decir, la temperatura media del fluido deberá ser tan alta como sea posible durante la inyección de calor y tan baja como sea posible durante la expulsión del calor. A continuación se presentan tres formas sencillas de conseguir este objetivo para el ciclo ideal de Rankine:

A) Disminuir la presión del condensador

El vapor existe como una mezcla saturada en el condensador a la temperatura de saturación que le corresponde a la presión que existe dentro del condensador. Por lo tanto, al disminuir la presión de funcionamiento del condensador automáticamente disminuirá la temperatura a la que se expulsa el calor.

El efecto que tiene disminuir la presión del condensador sobre el rendimiento asociado al ciclo de Rankine se ilustra mediante un diagrama T - s en la Figura 10.4. Para facilitar la comparación, se mantiene el estado de entrada de la turbina. El área sombreada en este diagrama representa el aumento de la salida de trabajo neto como resultado de la disminución de la presión del condensador desde el estado 4 (4) al estado 4'(4'). Los requisitos de entrada de calor también aumentan (representado por el área que se encuentra situada bajo el estado de la curva 2'(2') a la etapa 2 (2), pero este incremento es muy pequeño. Por ello, el efecto global de disminuir la presión del condensador es un aumento en la eficiencia térmica del ciclo.

B) Sobrecalentamiento del vapor a elevadas temperaturas

La temperatura media a la que se añade calor al vapor se puede incrementar sin aumentar la presión de la caldera. Para ello, sólo habrá que sobrecalentar el vapor a elevadas temperaturas. El efecto del sobrecalentamiento sobre el rendimiento del ciclo de potencia del vapor se ilustra sobre un diagrama T - s en la Figura 10.5. El área sombreada mostrada en este diagrama representa el aumento del trabajo neto. El área total situada bajo la etapa 3 (3) – etapa 3'(3') de la curva de proceso representa el incremento de la entrada de calor. De esta forma, tanto el trabajo neto como la entrada de calor aumentan como consecuencia del sobrecalentamiento del vapor a una mayor temperatura. Sin embargo, el efecto global será

Figura 10.4: Efecto obtenido al disminuir la presión del condensador en el ciclo ideal de Rankine

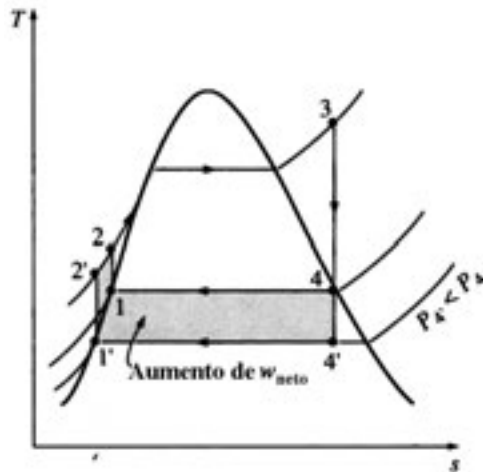
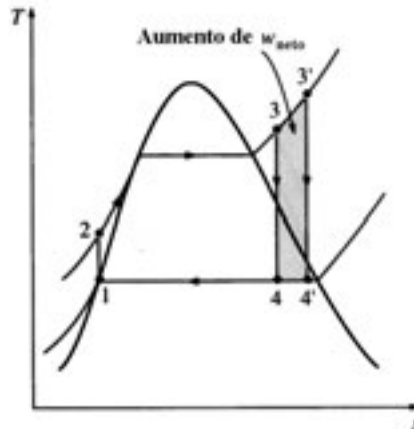


Figura 10.5: Efecto de sobrecalentar el vapor a temperaturas más elevadas en el ciclo ideal de Rankine



un aumento de la eficiencia térmica ya que aumentará la temperatura media a la que se añade el calor.

Sobrecalentar el vapor a temperaturas más elevadas tiene otro efecto muy deseable: disminuye la humedad del vapor a la salida de la turbina, tal y como se puede ver en el diagrama T - s (la calidad en el estado $4'$ ($4'$) es superior que la que existe en el estado 4 (4)).

C) Aumento de la presión de la caldera. Ciclos supercríticos

Otra forma de aumentar la temperatura media durante el proceso de adición de calor es aumentar la presión de funcionamiento de la caldera (también denomi-

Figura 10.6: Efecto de aumentar la presión de la caldera en el ciclo ideal de Rankine

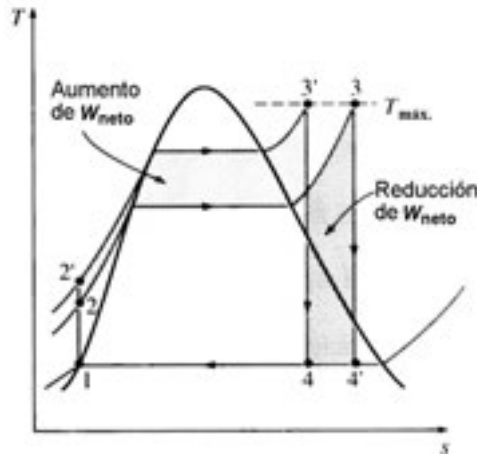
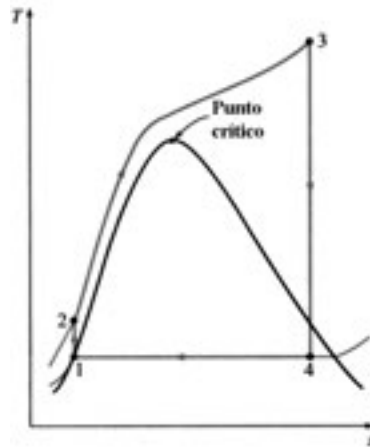


Figura 10.7: Ciclo de Rankine supercrítico



nado ciclo supercrítico) que hará que automáticamente se incremente la temperatura a la que se produce la ebullición. Esto, a su vez, aumenta la temperatura media a la que se añade calor al vapor y, por ello, se aumentará la eficiencia térmica del ciclo.

El efecto de aumentar la presión de la caldera sobre el rendimiento de los ciclos de potencia del vapor se ilustra en el diagrama T - s de la Figura 10.6. Observe que para una temperatura fija de entrada en la turbina, el ciclo se desplaza hacia la izquierda y aumenta la humedad del vapor a la salida de la turbina. Sin embargo, se puede corregir este efecto lateral indeseable sin más que volver a calentar el vapor, tal y como se analizó en el apartado 10.1.2.3.

Las presiones de funcionamiento de las calderas han ido aumentando de forma gradual a lo largo de los años desde unos 2,7 Mppa en 1992 hasta alcanzar los 30 Mpa de la actualidad, generando suficiente vapor para producir una potencia neta de electricidad de 1.000 MW o más. En la actualidad, muchas de las más modernas centrales eléctricas de vapor funcionan con presiones supercríticas ($P > 22,09$ Mppa) (consulte la Figura 10.7).

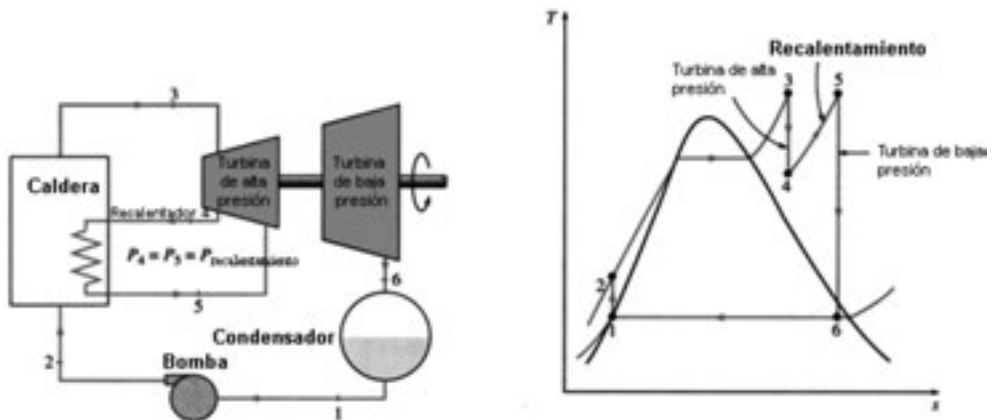
10.1.2.3 RECALENTAMIENTO

El ciclo de recalentamiento ideal de Rankine (Figura 10.8) se diferencia del ciclo ideal simple de Rankine en que el proceso de expansión tiene lugar en dos etapas. En la primera etapa (la turbina de alta presión), el vapor se expande de manera isoentrópica a una presión intermedia y se vuelve a enviar a la caldera donde se le recalienta a presión constante, normalmente a la temperatura de entrada de la primera etapa de la turbina. A continuación, el vapor se expande isoentrópicamente en la segunda etapa (turbina de baja presión) hasta la presión del condensador.

La incorporación del recalentamiento en una central eléctrica moderna aumenta el rendimiento del ciclo entre un 4 y un 5 por ciento, aumentando la temperatura media a la que se añade el calor al vapor.

La temperatura media durante el proceso de recalentamiento se puede incrementar aumentando el número de etapas de expansión y recalentamiento. A medida que se aumenta el número de etapas, los procesos de expansión y recalentamiento se aproximan a un proceso isotérmico a la máxima temperatura. Sin embargo, el empleo de más de dos etapas de recalentamiento no resulta práctico.

Figura 10.8: Ciclo de recalentamiento ideal de Rankine



10.1.2.4 REGENERACIÓN

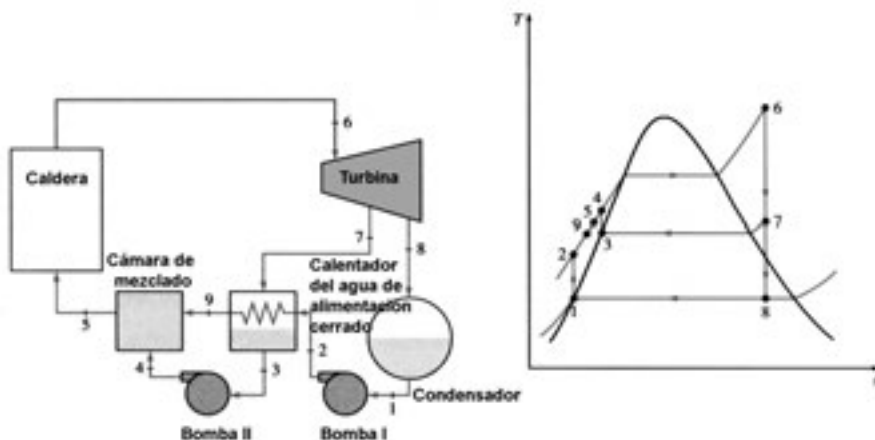
Los procesos prácticos de regeneración en las centrales eléctricas de vapor se llevan a cabo extrayendo o «sangrando» vapor de la turbina en distintos puntos. Este vapor, que podría haber producido más trabajo expandiéndose en la turbina, se utiliza para calentar el agua de alimentación. El dispositivo donde se calienta el agua de alimentación mediante regeneración se denomina «regenerador», o «calentador del agua de alimentación».

La regeneración no sólo mejora el rendimiento del ciclo sino que también constituye un medio muy adecuado para eliminar el aire existente en el agua de alimentación (eliminando el aire que entra en el condensador) para impedir la corrosión en la caldera. También ayuda a controlar la elevada velocidad del flujo del vapor en las etapas finales de la turbina (debido a los grandes volúmenes específicos a baja presión). Por lo tanto, la regeneración se utiliza en toda moderna central eléctrica de vapor desde su aparición a principios de la década de 1920.

El calentador del agua de alimentación es, básicamente, un intercambiador de calor donde el calor se transfiere desde el vapor al agua de alimentación ya sea mezclando los dos flujos de fluido (apertura de los calentadores del agua de alimentación) o sin mezclarlos (cierre de los calentadores del agua de alimentación).

En la Figura 10.9 se muestra de forma esquemática una central eléctrica de vapor con un calentador de agua de alimentación cerrado y el diagrama $T-s$ correspondiente al ciclo. En un calentador ideal de agua de alimentación cerrado, el agua de alimentación se calienta hasta la temperatura de salida del vapor extraído, que idealmente deja el calentador como un líquido saturado a la presión de extracción. En las centrales eléctricas actuales, el agua de alimentación deja el ca-

Figura 10.9: Ciclo regenerativo ideal de Rankine con un calentador de agua de alimentación cerrado



lentador por debajo de la temperatura de salida del vapor extraído debido a que, al menos, se necesita una diferencia de temperatura de algunos grados para que se pueda producir eficazmente cualquier transferencia de calor.

A continuación, el vapor condensado se bombea hasta llegar a la línea del agua de alimentación o se encamina hasta otro calentador o al condensador a través de un dispositivo denominado «purgador de vapor». El purgador de vapor envía el líquido a una región de menor presión pero atrapa al vapor. La entalpía de este proceso permanece constante durante este proceso de estrangulamiento.

10.1.3 El ciclo de Joule o de Brayton como ciclo estándar para las turbinas de gas

10.1.3.1 CICLO IDEAL DE BRAYTON

George Brayton propuso por primera vez su ciclo de Brayton para su empleo con el motor alternativo de combustible líquido que desarrolló alrededor de 1870. En la actualidad, se utiliza sólo para las turbinas de gas en las que los procesos de compresión y expansión tienen lugar en una maquinaria rotativa. Las turbinas de gas suelen funcionar en ciclo abierto. El aire fresco a condiciones ambientales entra en el compresor donde se aumenta su presión y temperatura. El aire a elevada presión entra en la cámara de combustión donde se quema el combustible a presión constante. Los gases resultantes a elevada temperatura entran luego en la turbina donde se expanden a la presión atmosférica, produciendo así potencia. Los gases de salida que dejan la turbina se expulsan (no se les hace recircular) lo que provoca que el ciclo se clasifique como ciclo abierto.

El ciclo abierto de la turbina de gas descrita anteriormente se puede modelar como un ciclo cerrado, tal y como se muestra en la Figura 10.10, utilizando las hipótesis de aire estándar donde las deducciones sobre el rendimiento utilizan el aire como el fluido de trabajo. Por ello, los procesos de compresión y expansión no sufren ninguna modificación pero el proceso de combustión se sustituye por un proceso de adición de calor a presión constante desde una fuente externa y el proceso de salida se sustituye por un proceso de expulsión de calor a presión constante a la atmósfera. El ciclo ideal que realiza el fluido de trabajo en este bucle cerrado es el ciclo Joule o de Brayton, que está formado por cuatro procesos reversibles internamente:

etapa 1 – etapa 2 (1–2) Compresión isentrópica en una bomba

etapa 2 – etapa 3 (2–3) Adición de calor en una caldera a presión constante

etapa 3 – etapa 4 (3–4) Expansión isentrópica en una turbina

etapa 4 – etapa 1 (4–1) Expulsión del calor en un condensador a presión constante

En la Figura 10.11 se muestran los diagramas $T-s$ y $P-v$ de un ciclo ideal de Brayton. Observe que los cuatro procesos del ciclo de Brayton se ejecutan en dispositivos de flujo constante; por ello se deben analizar como procesos de flujo estacionario.

La eficiencia térmica de un motor de turbina de gas depende de la temperatura máxima disponible del gas en la entrada de la turbina. Si se aumenta la temperatura de entrada de la turbina desde 900 a 1.200 °C se incrementa en un 71% la

Figura 10.10: Motor de turbina de gas de ciclo cerrado

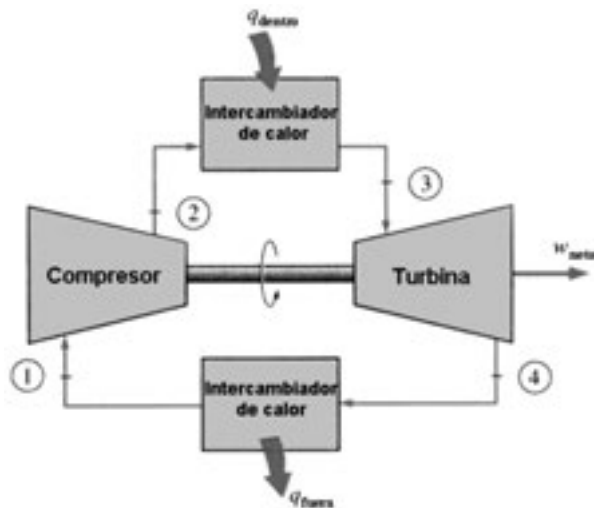
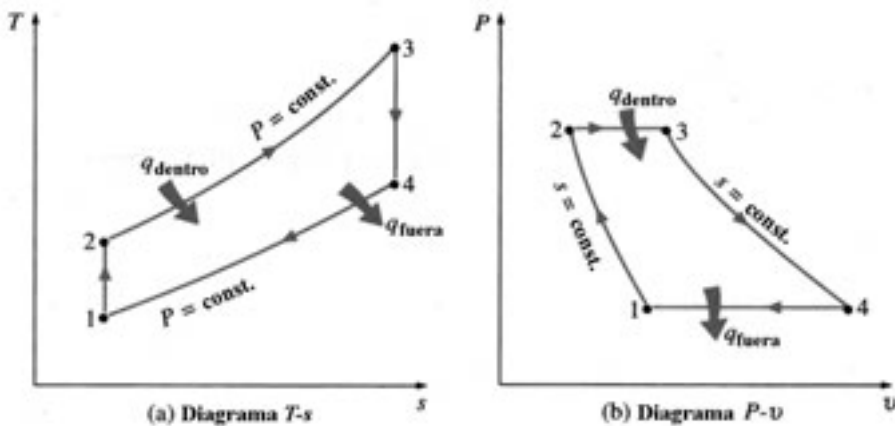


Figura 10.11: Diagramas $T-s$ y $P-v$ para el ciclo ideal de Brayton



potencia obtenida y la eficiencia térmica en un 26%. En las dos últimas décadas se han efectuado avances muy importantes, tales como recubrir los álabes de la turbina con capas cerámicas y refrigerar los álabes con aire de descarga que sale del compresor. Como consecuencia, las turbinas de gas actuales pueden resistir temperaturas tan elevadas como 1.425 °C en la entrada de la turbina y las centrales eléctricas de turbina de gas tienen rendimientos por encima del 30%.

Las centrales eléctricas de turbina de gas se utilizan sobre todo en la industria de la generación de gas para cubrir emergencias y periodos de máximo consumo debido a su relativamente bajo coste y a su rápido tiempo de respuesta. Las turbinas de gas también se utilizan en conjunción con las centrales eléctricas de vapor, los gases de salida de la turbina de gas sirven como fuente de calor para el vapor (consulte ciclos combinados).

10.1.3.2 CICLO DE BRAYTON NO IDEAL

El ciclo real de la turbina de gas difiere del ciclo ideal de Brayton en varios detalles. Por un lado, resulta inevitable cierta caída de presión durante los procesos de entrada y salida de calor. Más importante aún, la entrada de trabajo real al compresor será mayor y la salida de trabajo real de la turbina será menor debido a la presencia de procesos irreversibles tales como la fricción y las condiciones de funcionamiento de casi sin equilibrio de estos dispositivos.

Tan pronto como se introducen ciertas ineficiencias en el compresor y en la turbina, tal y como se indica en la Figura 10.12, donde los estados 2a (2a) y la etapa 4a (4a) son los estados de salida reales del compresor y de la turbina, respectivamente, y 2s y 4s son los estados correspondientes para el caso isoentrópico, la importancia de una elevada relación de trabajo se hace obvia. Con un valor bajo de

Figura 10.12: Desviación de un ciclo real de turbina de gas con respecto al ciclo ideal de Brayton como resultado de la existencia de procesos irreversibles

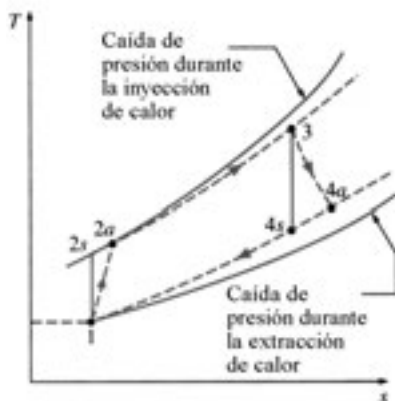
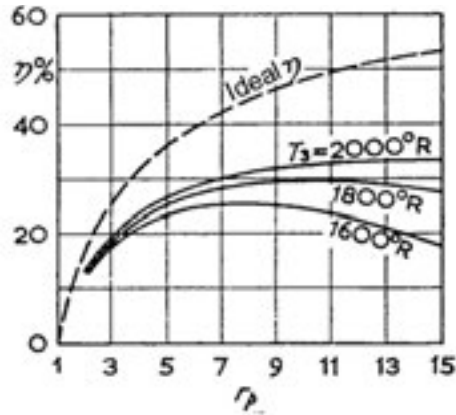


Figura 10.13: Eficiencia térmica del ciclo de Brayton como una función de la relación de presiones (r_p) y de la temperatura (T_3)



T_3 , la diferencia que existe entre el trabajo de la turbina y el trabajo del compresor resulta muy pequeña y una ligera disminución en el trabajo de la turbina y un aumento del trabajo del compresor es suficiente para reducir la salida de trabajo, y el rendimiento del ciclo, hasta cero.

El rendimiento del ciclo irreversible se puede mostrar no sólo como una función de la relación de presiones (r_p), sino también de T_3 (Figura 10.13). Existe una relación óptima de presiones que permite obtener un rendimiento máximo del ciclo así como una relación óptima de presiones que permite obtener una salida de trabajo específica máxima (aunque estas relaciones óptimas de presión no son las mismas). En la Figura 10.13 se muestra también la curva ideal de rendimiento, para hacer énfasis en la marcada disminución del rendimiento provocada por la existencia de procesos irreversibles en el compresor y en la turbina. Los siguientes apartados analizan las modificaciones más importantes que se pueden efectuar en el ciclo simple para mejorar el rendimiento ideal y la relación de trabajo.

10.1.3.3 REGENERACIÓN

En el ciclo recuperativo (o regenerativo), un intercambiador de calor de contraflujo transfiere parte del calor de la salida al aire comprimido antes de que entre en la cámara de combustión. Este proceso se muestra de manera esquemática en la Figura 10.14. La cantidad de combustible que se necesita para calentar el aire a la temperatura de combustión se reduce hasta en un 25%.

10.1.3.4 COMPRESOR DE REFRIGERACIÓN INTERMEDIA

En este ciclo, se introduce un intercambiador de calor en el camino que sigue el aire entre las secciones de baja y alta presión del compresor, tal y como se mues-

Figura 10.14: Ciclos recuperativo y de refrigeración por evaporación

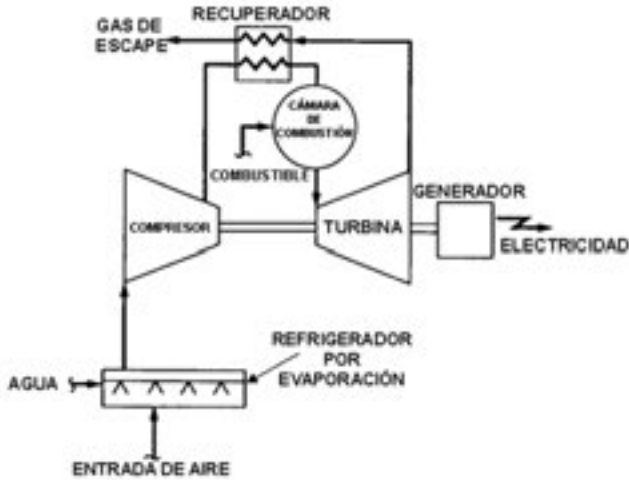
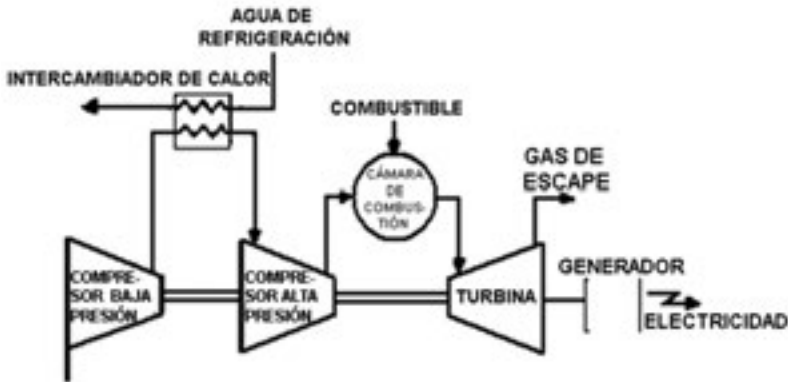


Figura 10.15: Ciclo de refrigeración intermedia

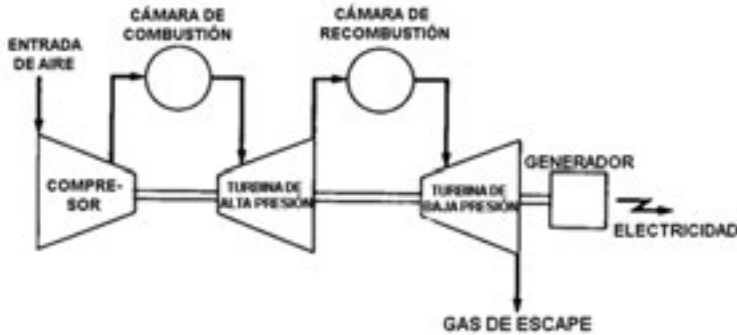


tra en la Figura 10.15. La compresión del aire frío requiere menos trabajo que la compresión del aire caliente. El intercambiador de calor se diseña para refrigerar el aire y reducir la cantidad de trabajo que se requiere en la sección de alta presión del compresor, aumentando tanto la salida de potencia como el rendimiento. El enfriador (o intercambiador intermedio) puede ser de contacto directo (evaporador) o una superficie extendida del tipo intercambiador de calor.

10.1.3.5 RECALENTAMIENTO DE LA TURBINA

El ciclo de recalentamiento de la turbina de gas es análogo al ciclo de recalentamiento de la turbina de vapor. Los gases calientes se expanden parcialmente en

Figura 10.16: Ciclo de recalentamiento



la turbina, se recalientan mediante una cámara de combustión de dos etapas y se vuelven a introducir en la turbina. Este ciclo es más complejo que el ciclo estándar de la turbina de gas. La Figura 10.16 muestra una representación esquemática de este ciclo y sus características son las siguientes:

- el ciclo de recalentamiento es más eficiente;
- para proteger a la cámara de combustión de recalentamiento se requiere que la turbina de alta presión disminuya la temperatura de los gases calientes que entran en la cámara de combustión de recalentamiento;
- en general, es necesario aumentar la relación combustible/aire para aumentar la potencia específica. Las tecnologías metalúrgicas y de refrigeración suponen un límite a la temperatura de entrada a la turbina. La cámara de combustión de dos etapas permite la inyección de una mayor cantidad de combustible sin exceder esta temperatura límite. Este hecho aumenta la temperatura de salida y hace que la turbina de combustión de recalentamiento resulte más apropiada para el ciclo combinado;
- la mayor potencia específica de las turbinas de combustión de recalentamiento da lugar a una menor cantidad de oxígeno residual en las secciones de salida que son más pequeñas que las correspondientes a una turbina de gas de ciclo simple con la misma potencia de salida.

10.1.4 Ciclos combinados

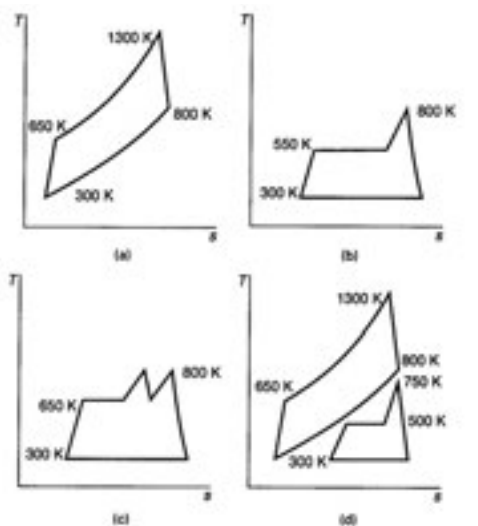
Tal y como se describe en el apartado 10.1.1.5, el ciclo de Carnot es el ciclo más eficiente de todos los que se pueden ejecutar.

Naturalmente, los rendimientos asociados a los procesos reales son inferiores ya que siempre existen pérdidas. Se puede mejorar el rendimiento del proceso aumentando la temperatura máxima en el ciclo, liberando el calor residual a una menor temperatura o mejorando el proceso para minimizar las pérdidas energéticas internas.

El interés por los ciclos combinados surge particularmente de estas consideraciones. Por su naturaleza intrínseca no existe un ciclo simple que pueda realizar todas estas mejoras con la misma intensidad. Por ello, resulta razonable combinar dos ciclos, uno con elevadas temperaturas de proceso y el otro con un buen «extremo frío».

En una turbina de gas de ciclo simple las temperaturas que se alcanzan en los procesos son elevadas ya que la energía se suministra directamente en el ciclo sin que se produzca intercambio de calor. Sin embargo, la temperatura de salida es también elevada. En el ciclo de vapor, la temperatura máxima del proceso es muy inferior que en el caso del proceso de la turbina de gas, pero el calor de salida

Tabla 10.1: Comparación termodinámica de la turbina de gas, turbina de vapor y procesos de ciclo combinado [50, Korobitsyn, 1998]



Central	(a)	(b)	(c)	(d)
Temperatura media del calor suministrado, k	1000	600	680	1000
Temperatura media del calor extraído, k	520	300	300	300
Eficiencia Carnot, %	48	50	50	70

Parámetros	Central eléctrica basada en turbina de gas (ciclo a)	Central eléctrica basada en turbina de vapor (ciclo b)	Central eléctrica basada en turbina de vapor con recalentamiento (ciclo c)	Central eléctrica de ciclo combinado (ciclo d)
Temperatura media del calor suministrado, K	1.000	600	680	1.000
Temperatura media del calor disipado, K	520	300	300	300
Rendimiento de Carnot, %	48	50	50	70

se devuelve al medio ambiente a baja temperatura. Tal y como se muestra en la Tabla 10.1 al combinar una turbina de gas y una turbina de vapor se consigue la mejor base posible para un proceso térmico de elevado rendimiento.

La última línea contenida en la Tabla 10.1 muestra los rendimientos de Carnot de los distintos procesos. Aunque no es estrictamente el caso real, esta tabla se puede emplear como indicador de la calidad de un proceso térmico. El valor mostrado resalta hasta qué punto es interesante una determinada central eléctrica de ciclo combinado cuando se la compara con procesos con un único ciclo. Incluso una sofisticada y supercrítica central eléctrica con turbina de gas de recalentamiento convencional tiene un rendimiento de Carnot unos 20 puntos inferior que la de una buena central de ciclo combinado. Para las centrales eléctricas de ciclo combinado, los rendimientos reales están entorno al 75% del rendimiento de Carnot. Las diferencias existentes entre los rendimientos reales alcanzados por una central eléctrica de ciclo combinado y los demás procesos son, por lo tanto, no tan elevados como los mostrados en la Tabla 10.1. La caída relativamente grande que se produce en el rendimiento del ciclo combinado está provocada por unas pérdidas superiores de energía interna debido al diferencial de temperatura existente en el intercambio de calor entre la salida de la turbina de gas y el ciclo agua/vapor.

Los desarrollos recientes que se han producido en la tecnología de la turbina de gas han hecho que el ciclo combinado gas-vapor sea económicamente muy atractivo. El ciclo combinado aumenta el rendimiento sin aumentar apreciablemente el coste inicial. Como consecuencia, muchas de las centrales eléctricas operan siguiendo un ciclo combinado y muchas otras centrales de turbina de gas o de vapor están siendo transformadas en centrales eléctricas de ciclo combinado. Como resultado de esta conversión se están comunicando rendimientos térmicos superiores al 40%.

10.1.5 Cogeneración

En todos los ciclos analizados hasta ahora, el único propósito fue convertir en trabajo una parte del calor transferido al fluido de trabajo. El trabajo es la forma de energía más valiosa. La porción restante del calor se envía a los ríos, lagos, océanos o al aire en forma de calor residual, debido a que su calidad (o grado) es demasiado bajo para que pueda tener un uso práctico.

Sin embargo, muchos sistemas o dispositivos requieren una entrada de energía en la forma de calor, denominada «generación del calor», suministrado normalmente por el vapor con una presión entre 5 y 7 atmósferas y 150 a 200 °C. La energía se transfiere normalmente al vapor quemando carbón, combustible líquido, gas natural o cualquier otro combustible en un horno.

La temperatura existente en los hornos suele ser muy elevada (alrededor de 1.370 °C) y, por ello, la energía contenida en el horno es de muy alta calidad. Esta energía

de alta calidad se transfiere al agua para producir vapor entorno a 200 °C o menos (un proceso altamente irreversible). Asociado con esta irreversibilidad se encuentra, naturalmente, una pérdida en el potencial de trabajo y, por ello, una pérdida de exergía que es un recurso escaso y debe, por tanto, utilizarse con moderación. Por lo tanto no resulta muy inteligente utilizar una energía de alta calidad para llevar a cabo una tarea que puede ser realizada con energía de baja calidad.

Las centrales que producen electricidad a la vez que cumplen con los requisitos de generación de calor de ciertos procesos industriales se denominan «centrales de cogeneración». En general, la cogeneración es la producción de más de una forma útil de energía (por ejemplo, la generación de calor y energía eléctrica) a partir de la misma fuente de energía.

Se puede utilizar una turbina de vapor (ciclo de Rankine) o una turbina de gas (ciclo de Brayton) o incluso un ciclo combinado como el ciclo de potencia en una central de cogeneración. En la Figura 10.17 se muestra el esquema de una central de cogeneración basada en una turbina ideal de vapor.

En ausencia de un condensador esta central no emite calor en forma de calor residual. En otras palabras, toda la energía transferida al vapor en la caldera se utiliza para generar calor o energía eléctrica.

Para tener en cuenta este último beneficio el rendimiento total, tal vez denominado de forma más adecuada el factor de utilización de la energía (EUF), es una medida más adecuada de rendimiento que el trabajo.

La central de cogeneración basada en la turbina ideal de vapor, no resulta práctica debido a que no puede ajustarse a las variaciones en las cargas de generación de calor y electricidad. En la Figura 10.18 se muestra el esquema de una central de cogeneración más práctica (aunque más compleja). En funcionamiento normal, se extrae parte del vapor desde la turbina a una presión intermedia predeterminada indicada como «6» P6. El resto del vapor se expande al estado de la presión del condensador «7» P7 y, a continuación, se enfría a presión constante. El calor rechazado desde el condensador representa el calor residual del ciclo.

En momentos de elevada demanda de generación del calor, todo el vapor se encamina a las unidades de generación del calor y ninguna hacia el condensador. El calor residual es cero en este modo. Si no es suficiente, parte del vapor que deja la caldera se acelera mediante una válvula de expansión o reducción de presión (PRV) a la presión de extracción P6 y se dirige hacia la unidad de generación de calor. La generación máxima de calor se consigue cuando todo el vapor que deja la caldera pasa a través de la PRV. En este modo no se produce energía eléctrica. Cuando no existe demanda para la generación de calor, todo el vapor pasa a través de la turbina y el condensador y la central de cogeneración funciona como una central eléctrica de vapor normal.

Figura 10.17: Central ideal de cogeneración

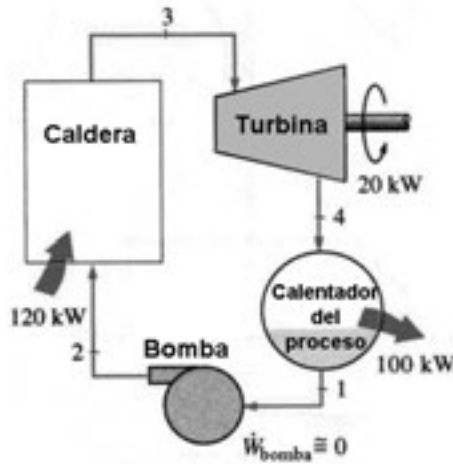
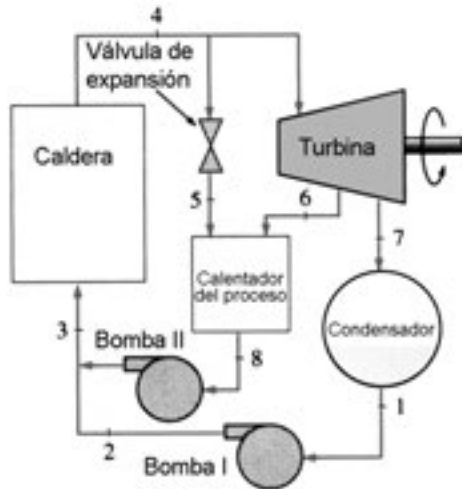


Figura 10.18: Central de cogeneración con cargas ajustables



Bajo condiciones óptimas las centrales de cogeneración se parecen a las centrales de cogeneración ideales analizadas anteriormente. Es decir, todo el vapor se expande en la turbina hasta la presión de extracción y continúa hasta la unidad de generación del calor. Esta condición puede ser difícil de alcanzar en la práctica debido a las constantes variaciones en las cargas de generación de calor y de electricidad. Pero la central se debe diseñar para que las condiciones óptimas de funcionamiento se cumplan aproximadamente todo el tiempo.

10.2 Anexo 2. Opciones técnicas para eliminar las emisiones de CO₂ de los gases de combustión

Dado el estado actual de la tecnología, la medida más importante a la hora de reducir la cantidad de los gases de efecto invernadero emitidos por unidad de energía producida es aumentar la eficiencia térmica de los procesos y de las técnicas empleadas en la generación de energía. El aumento de los rendimientos se encuentra limitado por diversos factores de tal forma que, incluso con un aumento del rendimiento, se emitirán importantes cantidades de CO₂. Para reducir las emisiones de CO₂ en la actualidad se están desarrollando nuevas opciones técnicas o se encuentran en una etapa de investigación y pueden estar disponibles en el futuro. Estas opciones técnicas han sido descritas convenientemente por la AIE (Agencia Internacional de la Energía), [41, AIE, 1992] y se presentarán brevemente en el presente anexo.

10.2.1 Técnicas de absorción para eliminar el CO₂ de los gases de combustión

La absorción del CO₂ es una técnica utilizada en la industria química para la producción comercial de CO₂. Las cantidades de CO₂ producidas en la actualidad son pequeñas en comparación con la cantidad total de CO₂ que se puede extraer de los gases de combustión en el sector de generación de energía. Por lo tanto, tales técnicas de absorción tendrán que ser introducidas a una escala mucho mayor. Normalmente, existen tres tipos básicos de sistemas de absorción: químico, físico y sistemas híbridos.

En los sistemas de absorción químicos, el CO₂ reacciona con los disolventes químicos para formar un compuesto intermedio unido débilmente que se puede descomponer por la aplicación de calor, regenerando el disolvente original y produciendo un flujo de CO₂. Los disolventes típicos están basados en aminas o carbonatos, tales como el MEA, dietanolamina (DEA), amoníaco y carbonato potásico caliente. Estos procesos se pueden utilizar a presiones parciales de CO₂ bajas, pero los gases de combustión deberán estar libres de SO₂, hidrocarburos de O₂ y partículas ya que en caso contrario se pueden dar problemas de funcionamiento en el absorbedor.

El CO₂ también se puede absorber físicamente en un disolvente y, posteriormente, ser regenerado utilizando calor o una reducción de la presión. Los disolventes más típicos son dimetiléter o polietileno glicol y metanol frío, que se aplican a elevadas presiones. A bajas presiones, los procesos de absorción química resultan económicos.

Los solventes híbridos combinan las mejores características de los disolventes químicos y físicos y están compuestos normalmente por varios disolventes complementarios.

Todos los procesos de absorción funcionan en esencia de la misma manera, depurando los gases de combustión en torres de absorción para recoger el CO_2 y, luego, regenerar el disolvente y liberar el CO_2 .

10.2.2 Técnicas de absorción utilizadas para eliminar el CO_2 de los gases de combustión

Los métodos de absorción emplean una atracción física entre el gas y los «sitios activos» situados sobre el sólido, mientras que los métodos de absorción sólida emplean una reacción química para capturar el gas objetivo. Comercialmente se utilizan varios métodos de absorción en las industrias de proceso que se pueden aplicar para eliminar el CO_2 presente en los gases de combustión de las centrales eléctricas. Estos métodos emplean absorbentes basados en tamices moleculares de alúmina y zeolita (silicato de aluminio natural o elaborado).

También existen diversos métodos de regeneración. La absorción o regeneración por cambios de presión (PSA) implica disminuir la presión en el recipiente que contiene el lecho saturado hasta que el gas atrapado se escapa fuera del lecho. Los ciclos de regeneración son relativamente cortos y se miden normalmente en segundos. La absorción de cambio térmico (o de temperatura) emplea un gas de regeneración a elevada temperatura para llevarse el gas atrapado. Los ciclos de regeneración suelen ser muy largos (medidos en horas) y requieren una mayor cantidad de absorbente que los sistemas PSA.

10.2.3 Técnicas criogénicas para eliminar el CO_2 de los gases de combustión

La separación criogénica implica enfriar los gases a muy bajas temperaturas hasta que se pueda separar el CO_2 congelado. Las ventajas potenciales de este proceso incluyen la posibilidad de eliminar directamente el hielo de CO_2 (por ejemplo, en el océano profundo) y la elevada pureza del gas separado que es prácticamente del cien por cien. La desventaja incluye la elevada energía que se necesita para alcanzar la temperatura criogénica. Los requisitos de energía más importantes se producen durante la etapa de compresión por lo que las mejoras que se produzcan en esta área reducirán las pérdidas en el rendimiento global de la central eléctrica [40, Soria et ál., 1998].

10.2.4 Técnicas de membrana para eliminar el CO_2 de los gases de combustión

En las separaciones con membrana se utiliza una membrana adecuada para separar los gases de combustión en dos chorros de gas, uno rico y otro pobre en CO_2 .

Se pueden efectuar dos operaciones con la membrana, la separación del gas y la absorción del gas. La mejor opción es combinar el sistema MEA con el uso de membranas.

Las membranas de separación de gas están basadas en las diferencias existentes en las interacciones físicas y químicas de los distintos componentes presentes en una mezcla de gases con el material de la membrana provocando que un componente penetre con mayor velocidad a través de la membrana que otros.

Las membranas de absorción de gases son membranas que se utilizan como dispositivos de contacto entre un flujo de gas y un flujo de líquido. La separación está provocada por la presencia de un líquido absorbente a un lado de la membrana. Al contrario de lo que sucede con las membranas de separación, no resulta esencial que la membrana cuente con algún tipo de capacidad de selección.

10.2.5 Técnica de Carnol para eliminar el CO₂ de los gases de combustión

El sistema Carnol, que se encuentra en desarrollo en los EE. UU., combina la eliminación del CO₂ de las centrales eléctricas alimentadas con carbón con la generación de metanol. Así elimina la necesidad de tener que deshacerse del CO₂. Parte del CO₂ emitido se utiliza en la producción del metanol y parte del carbón se separa en forma sólida durante el proceso. Como tal, se podrá almacenar o vender. El sistema propuesto también utiliza el calor residual obtenido en la producción del metanol para disminuir las necesidades energéticas relacionadas con la extracción de CO₂ de los gases de la chimenea [40, Soria et ál., 1998]. Este proceso se encuentra todavía en fase de investigación.

10.2.6 Comparación entre las distintas opciones de eliminación del CO₂

El programa de I+D sobre los gases de efecto invernadero llevado a cabo por la AIE ha realizado una comparación sobre las distintas opciones técnicas que pueden encontrarse disponibles en un futuro para la eliminación del CO₂ de las grandes instalaciones de combustión [41, AIE, 1992]. Se han estudiado los cuatro siguientes esquemas de generación eléctrica:

- 1) una moderna central eléctrica alimentada con carbón pulverizado equipada con un sistema de desulfuración de los gases de combustión (DGC) y que sigue un ciclo de vapor subcrítico a elevada temperatura, asumiendo un rendimiento del 40%;
- 2) una central eléctrica de ciclo combinado alimentada con gas natural asumiendo un rendimiento eléctrico global del 52%;

- 3) una central eléctrica de ciclo combinado de gasificación integrada (CCGI) en el que se introduce una lechada de carbón en un gasificador de soplado de oxígeno del tipo de flujo encadenado en el que se asume un rendimiento del 42%;
- 4) una central eléctrica que quema carbón pulverizado en oxígeno que utiliza CO_2 reciclado para moderar la temperatura de combustión, suponiendo un rendimiento del 33%. Hay que destacar que esta técnica debe ser contemplada como una solución a largo plazo.

Como caso base para cada una de las técnicas mencionadas con anterioridad, se ha asumido una central eléctrica de 500 MW_e, con una vida útil de 35 años. Además, se supone que las centrales están refrigeradas con agua de mar y se encuentran ubicadas en la costa oeste de Europa. Las condiciones ambientales son de 15 °C, 1,013 bar, humedad relativa del 60% y el agua de refrigeración se encuentra disponible a 15 °C. El combustible utilizado en el diseño es un carbón bituminoso australiano comercializado internacionalmente con un contenido en azufre del 0,86% extraída de la mina Drayton. Las emisiones de la central se controlan de acuerdo con las directivas de la UE. Además, se especifica una eliminación del 90% del dióxido de azufre (SO_2).

Para el estudio del caso práctico de una turbina de gas de ciclo combinado, se han utilizado dos turbinas de gas para obtener una salida neta de electricidad de aproximadamente 500 MW con un combustible que es un gas natural del campo Brent.

Los resultados de este estudio se presentan en la Tabla 10.2 y la Tabla 10.3. La información sobre los costes se proporcionó originalmente en dólares norteamericanos, al cambio existente en el tercer trimestre de 1992. Para el objetivo del presente documento se ha pasado el coste a euros utilizando la tasa de cambio existente en el mes de octubre del año 2000. La precisión está en torno a un +/-30%, por lo que los resultados sólo deben tomarse como una mera indicación. También hay que destacar que estas cifras no tienen en cuenta el coste asociado con la eliminación del dióxido de carbono, que será una medida necesaria para la mayor parte de las técnicas analizadas.

La eliminación del dióxido de carbono forma parte de una estrategia futura más completa cuyo objetivo es evitar las emisiones más importantes de los gases de efecto invernadero provenientes de las centrales energéticas pero, en la actualidad, no es un objetivo operativo inmediato para una gran central de combustión y, por tanto, no se describe en el presente documento. Sin embargo, las posibles opciones para una eliminación a gran escala del CO_2 son:

- eliminación en el océano profundo;
- eliminación en los acuíferos profundos;
- empleo para la recuperación de combustible líquido mejorado (EOR);
- eliminación en depósitos de gases de salida y combustible líquido.

Tabla 10.2: Comparación de las distintas técnicas de combustión con y sin eliminación del CO₂ [41, AIE, 1992]

Parámetros de rendimiento	Técnica de eliminación del CO ₂	Central eléctrica de carbón pulverizado con DGC	Turbina de gas de ciclo combinado	Ciclo combinado de gasificación integrada	Combustión de carbón pulverizado utilizando CO ₂ reciclado	Notas
Cambios en el rendimiento neto aplicando distintas técnicas de eliminación de CO ₂ de acuerdo con un caso de referencia determinado	Rendimiento de referencia sin eliminación de CO ₂	40%	52%	42%	33%	
	Absorción	29%	42%	28%	30%	Como referencia, los Ciclos Combinados de Gasificación Integrada que utilicen disolventes pueden proporcionar rendimientos del 36% en lugar del 42%
	Adsorción PSA	28%	33%	26%	29%	
	Adsorción TSA	29%	39%	29%	-	
	Técnica criogénica	-	-	36%	27%	Las medidas criogénicas sólo se han considerado con CCGI y combustión de carbón pulverizado en oxígeno utilizando CO ₂ reciclado
	Membrana de separación	31%	31%	26%	31%	La disminución en el rendimiento es mucho mayor debido a los requisitos de elevada compresión
	Membrana de absorción + MEA	30%	47%	32%	30%	

Tabla 10.2: Comparación de las distintas técnicas de combustión con y sin eliminación del CO₂ [41, AIE, 1992]
(continuación)

Parámetros de rendimiento	Técnica de eliminación del CO ₂	Central eléctrica de carbón pulverizado con DGC	Turbina de gas de ciclo combinado	Ciclo combinado de gasificación integrada	Combustión de carbón pulverizado en oxígeno utilizando CO ₂ reciclado	Notas
CO ₂ capturado	Absorción	90%	85%	90%	99%	
	Adsorción PSA, TSA	95%	95%	95%	95%	
	Técnica criogénica			85%	85%	
	Membrana de separación	80%	80%	80%	80%	
	Membrana de absorción + MEA	80%	80%	80%	80%	
	Absorción	99,2%	99,4%	99,8%	96%	
CO ₂ en productos	Adsorción PSA, TSA	75%	50%	60%	97%	
	Técnica criogénica			97%	99%	
	Membrana de separación	55%	16%	30%	97%	
	Membrana de absorción + MEA	55%	16%	30%	97%	

Nota: Basado en un estudio de la AIE para demostrar las posibles opciones de eliminación que se pueden considerar en el futuro

Tabla 10.3: Comparación de las distintas técnicas de combustión con y sin eliminación del CO₂ [41, AIE, 1992]

Parámetros de rendimiento	Técnica de eliminación del CO ₂	Central eléctrica de carbón pulverizado con DGC	Turbina de gas de ciclo combinado	Ciclo combinado de gasificación integrada	Combustión de carbón pulverizado en oxígeno utilizando CO ₂ reciclado	Notas
Coste por tonelada de CO ₂ evitada (EUR/tonelada)	Absorción	40	63	99	18	
	Adsorción PSA	96	623	235	24	
	Adsorción TSA	302	459	413	-	
Coste por tonelada de CO ₂ evitada (EUR/tonelada)	Técnica criogénica			26	29	Las medidas criogénicas sólo se han considerado con CCGI y combustión de carbón pulverizado en oxígeno utilizando CO ₂ reciclado
	Membrana de separación	53	384	143	10	
	Membrana de absorción + MEA	51	35	48	18	
Coste específico de la inversión (EUR/kW)	Caso de referencia sin eliminación de CO ₂	1.213	805	1.790	2.344	
	Absorción	2.112	1.567	3.731	3.557	
	Adsorción PSA	1.569	1.376	2.465	2.510	
	Adsorción TSA	2.363	1.779	3.475	-	
	Técnica criogénica	-	-	2.763	4.125	
	Membrana de separación	2.411	3.573	5.567	2.537	
	Membrana de absorción + MEA	1.885	-	3.137	-	

Nota: Basado en un estudio de la AIE para demostrar las posibles opciones de eliminación que se pueden considerar en el futuro